

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае»

УДК 622.692.28(571.82)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Ицкович Денис Константинович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Николай Вячеславович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Александр Иванович	к.т.н., доцент		

Консультант лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Сумцова Ольга Витальевна	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и	Требования ФГОС ВО, СУОС

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

Шадрина А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Ицковичу Денису Константиновичу

Тема работы:

«Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

11.02.2021 №42-29/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является – СИКН №66333-16 ПСП ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». ПСП расположен в Хабаровском крае. Режим работы непрерывно-периодический, максимальная производительность 263 т/ч. Объект относящиеся к опасным производственным и требует особых условий эксплуатации.
--------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>1. Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания приемо-сдаточного пункта ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».</p> <p>2. Анализ технологических процессов и выявление существующих недостатков при эксплуатации и обслуживании приемо-сдаточного пункта ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».</p> <p>3. Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».</p> <p>4. Применение поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти.</p> <p>5. Произвести расчет расхода нефти через пробозаборное устройство с соблюдением условия изокINETичности скоростей согласно ГОСТ 2517-2012.</p>
--	--

Перечень графического материала	<p>Технологическая схема СИКН</p> <p>Структурная схема СОИ СИКН</p>
---------------------------------	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Сечин Александр Иванович
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ОИЯ	Сумцова Ольга Витальевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	
Общие характеристики СИКН	
Назначение и состав СИКН	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Дата выдачи задания	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Николай Вячеславович	11.02.2021		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Ицкович Денис Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Ицкович Денис Константинович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Ицкович Денис Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Ицкович Денис Константинович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Наименование объекта – Учебный комплекс «СИКН ТПУ» (система измерения количества и показателей качества нефти) Учебный комплекс расположен на прилегающей территории учебного корпуса №20 «Национального исследовательского Томского политехнического университета», Томская область, г. Томск, пр. Ленина, д. 2, стр. 5. Назначение объекта (в общем случае) – СИКН предназначен для автоматизированного ведения товаро - коммерческих операций учета нефти и нефтепродуктов, а также для определения показателей качества нефти при оформлении документации, предназначенной для операций учета нефти нефтепродуктов между поставщиком и потребителем, а также при ведении учетных операций при транспортировке нефти и нефтепродуктов. Назначение объекта – УК «СИКН ТПУ» предназначен для повышения уровня практической подготовки студентов НИИ ТПУ в области ведения товаро-коммерческих операций с нефтью и нефтепродуктами.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Инструкция по эксплуатации №66333-16 ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»; ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.00491 «Пожарная безопасность». ПБ 09540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий» Перечень обязательных правил,</p>
---	---

2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - загазованность воздуха рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с насекомыми; - токсичность рабочей среды. - недостаточное и или слишком интенсивное освещение; - механическое воздействие; - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество) - пожаровзрывобезопасность;
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> - воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - воздействия объекта на литосферу (отходы);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Возникновение ЧС в процессе эксплуатации СИКН возможны в результате разгерметизации оборудования с последующим выходом и или возгоранием нефти является наиболее типичным сценарием.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Александр Иванович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Ицкович Денис Константинович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

магистерской диссертации

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы магистра

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	5
	<i>Назначение и состав СИКН</i>	10
	<i>Требования безопасности при эксплуатации СИКН</i>	25
	<i>Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство</i>	10
	<i>Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации</i>	20
	<i>Финансовый менеджмент</i>	5
	<i>Социальная ответственность</i>	5
	<i>Заключение</i>	10
	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Николай Вячеславович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	Д.Т.Н.		

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 113 с., 9 рис., 14 таблиц табл., 35 источников информации, 4 прил.

Ключевые слова: Нефть, массовый преобразователь расхода, схема учета, магистральный нефтепровод, качество, количество, поверочная установка, массовая доля воды, плотность, масса нетто, измерительная линия, трубопоршневая установка.

Объектом исследования является: приемо-сдаточный пункт ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

Цель работы: Выбор технических решений для повышения эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

Задачи, поставленные для достижения цели работы:

1. Анализ нормативно-технической документации и литературных источников в области приемо-сдаточных пунктов нефти.

2. Анализ технологических процессов и выявление недостатков при эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

3. Разработка мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

4. Произвести расчет расхода нефти через пробозаборное устройство с соблюдением условия изокINETичности скоростей согласно ГОСТ 2517-2012.

5. Провести исследование использованная поверхностно-активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти.

В процессе работе проводился: Анализ технических решений по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

Произведен анализ существующей проблемы увеличения производительности СИКН №66333-16 и предложены эффективные способы решения по минимизации затрат.

В ходе работы: Обоснованы мероприятия по замене трубопоршневой поверочной установки на более производительную.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word презентация представлена в Microsoft PowerPoint.

Экономическая эффективность/значимость работы: за счет замены трубопоршневой поверочной установки на СИКН №66333-16, объем прокачиваемой нефти во время поверки массового расходомера увеличит пропускную способность узла более чем в 2 (267%) раза при неизменных эксплуатационных затратах во время проведения поверки массового контроля расхода, проводимой 2 раза в месяц согласно графику. Что позволит увеличить отпуск нефти на 8,5% в год.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В работе приняты следующие сокращения:

АРМ	—	автоматизированное рабочее место;
АП	—	автоматический пробоотборник;
БИК	—	блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ	—	блок измерительных линий;
БПУ	—	блок поверочной установки;
БСЭ	—	блок средств эталонных
БФ	—	блок фильтров;
ВУ	—	верхний уровень;
ЗД	—	задвижка;
ИВК	—	измерительно-вычислительный комплекс;
ИЛ	—	измерительная линия;
ИЛНиН	—	испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов;
ИФС	—	индикатор фазового состояния нефти;
КМХ	—	контроль метрологических характеристик;
КТ	—	комплекс технологический;
МВИ	—	методика выполнения измерений;
МХ	—	метрологические характеристики;
НПЗ	—	нефтеперерабатывающий завод;
ПВ	—	поточный влагомер;
ПЗУ	—	пробозаборное устройство;
ПО	—	программное обеспечение «АРМ оператора»;
ПП	—	преобразователь плотности;
ПР	—	преобразователь расхода;
ПСП	—	приемо-сдаточный пункт;

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список сокращений				Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Ицкович Д.К.									12	113
Руковод.		Гончаров Н.В.							ТПУ гр. 2БМ91			
Консульт.												
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

ПУ	–	поверочная установка;
РВС	–	резервуар вертикальный стальной;
СИ	–	средства измерений;
СИКН	–	система измерений количества и показателей качества нефти;
СОИ	–	система обработки информации;
ТКО	–	товарно-коммерческие операции
ТПУ	–	трубопоршневая установка;
ФГУ	–	фильтр – грязеуловитель;
ЦПУ	–	цифropечатающее устройство;
ЦСМ	–	центр стандартизации и метрологии.

Термины и определения

В данном проекте используются следующие термины и определения:

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН): Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти.

Система обработки информации: Вычислительное устройство, принимающее и обрабатывающее информацию о качественно-количественных параметрах нефти, измеренных первичными измерительными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации измеренных параметров.

Технологическое оборудование, входящее в состав СИКН– технологические трубопроводы, запорно-регулирующая арматура, циркуляционный насос БИК, фильтры-грязеуловители, пробоотборники, щелевое пробозаборное устройство, емкости дренажные, промывочная установка, блок средств эталонных и др.

Автоматизированное рабочее место оператора: Персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером, предназначенный для отображения мнемосхемы системы измерений количества и показателей качества нефти, текущих технологических и качественных параметров нефти, измеренных и вычисленных системой обработки информации, формирования отчетных документов и вывода их на печатающее устройство.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Ицкович Д.К.			Термины и определения				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Гончаров Н.В.									14	113	
Консульт.									ТПУ гр. 2БМ91				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

Измерительная линия: часть СИКН, состоящая из преобразователей расхода нефти (ПР) в комплекте со струевыпрямителями (в случае использования ТПР) и прямолинейными участками трубопровода, оснащенными устройствами отбора давления и термокарманами, преобразователями температуры и давления, фильтрами и запорной арматурой.

Рабочая измерительная линия: Измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации СИКН.

Измерительная линия контрольно – резервная: измерительная линия, находящаяся в резерве и предназначенная для контроля метрологических характеристик рабочих линий, для обеспечения непрерывного учета нефти во время проведения поверки рабочих ПР измерительных линий. А также может быть введена в работу в любой момент времени при производственной необходимости.

Контроль метрологических характеристик: Определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, полученных при последней поверке, с целью установить дальнейшую пригодность средств измерений к эксплуатации.

Межповерочный интервал: Промежуток времени между двумя актами контроля, проводимого для выявления отклонения метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке средств измерения.

Учетные операции: Операции, проводимые сдающей и принимающей сторонами с целью определить массу брутто и массу нетто нефти для последующих коммерческих расчетов, а также операции, проводимые при арбитраже и инвентаризации нефти.

Резервная схема учета: Схема учета, представляющая собой систему, предназначенную для измерений массы нефти при отказе основной схемы.

					Термины и определения	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По данной схеме нефть может подаваться, минуя СИКН.

Масса нефти брутто – масса нефти, включающаяся в себя массу балласта.

Масса нефти нетто – масса брутто нефти за вычетом массы балласта.

Масса балласта – масса воды, механических примесей и хлористых солей в нефти.

					Термины и определения	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение	19
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	21
1.1 Общие характеристики ПСП	21
1.2 Назначение и состав СИКН	22
1.2.1 Назначение СИКН.....	22
1.2.2 Состав СИКН.....	24
1.3 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН	35
1.4 Схемы СИКН.....	38
1.5 Резервная схема учета нефти.....	41
1.6 Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН	48
1.7 Способ и периодичность отбора проб нефти.....	50
1.8 Перечень контролируемых параметров и периодичность их контроля	52
2. РАСЧЕТ РАСХОДА НЕФТИ ЧЕРЕЗ ПРОБОЗАБОРНОЕ УСТРОЙСТВО (УСЛОВИЕ ИЗОКИНЕТИЧНОСТИ СКОРОСТЕЙ)	56
3. РАЗРАБОТКА ОРГАНИЗАЦИОННЫХ И ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ	58
3.1 Замена трубопоршневой установки на более производительную...58	
3.1.2 Расчет эффективности трубопоршневой установки.....59	
3.2.1. Применение поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти.....	61
3.2.2. Расчёт потери нефти при больших дыханиях	59

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ицкович Д.К.			Оглавление		
Руковод.		Гончаров Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					ТПУ зр. 2БМ91		
					Лит.	Лист	Листов
						17	113

3.2.1. Применение поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти.....	61
3.2.2. Расчёт потери нефти при больших дыханиях	59
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ.....	66
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
Список используемых источников	97
Chapter A.....	100
Приложение Б.1. Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти.....	109
Приложение Б.2. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение СИКН.....	110
Приложение Б.3. Требования к квалификации обслуживающего персонала СИКН.....	111
Приложение Б.4. Документы, обязательные к наличию СИКН	112
Приложение В. Технологическая схема СИКН.....	113
Приложение Г. Структурная схема СОИ СИКН.....	113

Введение

На сегодняшний день актуальным вопросом является политика разумного использования природных ресурсов, а также их учет на всех этапах: добыча, транспортировка, переработка и реализация. Этого требует Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 № 184-ФЗ. Также прибыль предприятий, которые занимаются транспортировкой или переработкой нефти, зависит от точности и качества проведения товарно-коммерческих операций. Поэтому важным условием является повышение точности результатов измерений и измерение с погрешностью, которая не превышает допустимых пределов.

Объектом данного исследования является приёмо-сдаточный пункт ООО «РН- Сахалинморнефтегаз». В процессе работы были изучены основные нормативные требования к обслуживанию и эффективной эксплуатации ПСП, методы и технологии повышения эксплуатационных свойств ПСП.

Целью ВКР является выбор технических решений для повышения эффективности эксплуатации СИКН №66333-16 ПСП ООО «РН-СМНГ».

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ицкович Д.К.			Введение		
Руковод.		Гончаров Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						19	113
					ТПУ зр. 2БМ91		

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общие характеристики ПСП

ПСП расположен на территории нефтеперерабатывающего завода ООО «РН-Комсомольский-НПЗ», расположенного в Хабаровском Крае, г. Комсомольск-На-Амуре. Ввод объекта в ТКО февраль 2017 года. В состав ПСП входят: СИКН, насосный цех, АБК, нефтяная ловушка, резервуарный парк.

Климат района - континентальный, с холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с октября по май, в зимнее время температура опускается до -50°C . Снежный покров достаточно велик и местами достигает 25 м, а почва промерзает до 1,3 м. Самым жарким месяцем лета является июнь, когда воздух прогревается до $+35-40^{\circ}\text{C}$.



Рисунок 1 – СИКН №66333-16 ПСП ООО «РН-СМНГ»

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ицкович Д.К.			Общие характеристики СИКН		Лит.	Лист
Руковод.		Гончаров Н.В.						Листов
Консульт.								20
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						113
					ТПУ гр. 2БМ91			

1.2 Назначение и состав СИКН

1.2.1 Назначение СИКН

СИКН предназначена для автоматизированного коммерческого учёта товарной нефти, с погрешностью, не превышающей пределов, установленных ГОСТ Р 8.595-2004, при проведении учётно-расчётных операций между предприятием-поставщиком, осуществляющем сдачу нефти – ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», в дальнейшем – «сдающая сторона» и предприятием, осуществляющем приём и переработку нефти – ООО «РН-Комсомольский НПЗ», в дальнейшем - «принимающая сторона». ^[1]

Технические характеристики:

Рабочая среда – нефть;

Количество рабочих линий – две;

Количество контрольно-резервных линий – одна;

Рабочие условия для СИКН:

- диапазон расхода, т/ч: от 60 до 263;
- давление, МПа: от 0,02 до 0,8;
- режим работы: периодический/постоянный;
- режим управления отсечной арматурой: ручной;
- режим управления регуляторами расхода в БИЛ: ручной;
- режим управления регуляторами расхода на выходе из БПУ: автоматизированный;
- способ КМХ массовых ПР: по резервно-контрольной линии и ТПУ;
- поверка массовых ПР: по стационарному ТПУ;
- способ КМХ массового ПР на резервно-контрольной линии: по стационарному ТПУ.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ицкович Д.К.			Назначение и состав СИКН		
Руковод.		Гончаров Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						21	113
					ТПУ гр. 2БМ91		

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти – по каждой ИЛ и СИКН в целом;
- автоматическое определение массы нетто нефти с ручным вводом показателей качества;
- поверку преобразователей массового расхода рабочих линий и резервно-контрольной линии по стационарному ТПУ с ручным управлением запорной арматурой и автоматической передачей данных в СОИ без нарушения функции учета нефти;
- контроль метрологических характеристик массовых ПР рабочих линий по резервно-контрольной линии и по стационарному ТПУ с ручным управлением запорной арматурой и автоматической передачей данных в СОИ без нарушения функции учета нефти;
- автоматическое измерение:
 - плотности нефти при рабочих температуре и давлении;
 - объемной доли воды;
 - избыточного давления нефти в трубопроводах СИКН;
 - температуры нефти;
- ручное регулирование расхода в измерительной линии;
- ручное управление измерительными линиями (открытие, закрытие);
- автоматизированное регулирование расхода через БПУ;
- автоматическое регулирование расхода нефти через БИК;
- автоматический отбор объединенной пробы в сменные контейнеры (пропорционально объему перекачки или периодически, по времени), ручной отбор точечной пробы в соответствии с ГОСТ 2517;
- местный и дистанционный контроль перепада давления на фильтрах;
- слив нефти из оборудования и технологических трубопроводов в дренажные трубопроводы. Последующее заполнение технологических трубопроводов без остатков воздуха;
- автоматизированный контроль протечек запорной арматуры.

					Назначение и состав СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Пределы допускаемых относительных погрешностей во всем диапазоне измерений параметров рабочей среды и заданных условиях эксплуатации СИКН не превышают представленных в таблице 1.

Таблица 1- Пределы допускаемых относительных погрешностей

Предел допускаемой относительной погрешности	Значение, %
При измерении массы «брутто» нефти рабочими преобразователями массового расхода	$\pm 0,25$
При измерении массы «брутто» нефти контрольно-резервным преобразователем массового расхода	$\pm 0,20$
При определении массы «нетто» нефти	$\pm 0,35$

Вычисление массы нефти на СИКН ООО «РН-СМНГ» осуществляется в соответствии с аттестованным МВИ № 29-41/09 ФР.1.29.2010.06932.

1.2.2 Состав СИКН

Функционально СИКН включает в себя:

- комплекс технологический;
- блок фильтров;
- блок измерительных линий;
- блок измерения качества;
- блок средств эталонных;
- систему промывки;
- блок поверочной установки;
- систему сбора, обработки информации и управления;
- шкаф силового управления;
- комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП).

Конструкция СИКН предусматривает шаровые краны и трубопроводы для дренирования жидкости с входного и выходного коллекторов, с измерительных линий, линии измерения показателей качества нефти. Дренаж нефти производится в дренажные емкости учтенной и неучтенной нефти.



Рисунок 2. - Блок средств эталонных (БСЭ)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Основные средства измерений и оборудование

СИКН включает в себя технологическое оборудование и средства измерений, приведённые в таблице 2.

Таблица 2 - Технологическое оборудование и средства измерений СИКН

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1. Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на тех. части СИКН		
1.1 Блок фильтров		
1.1.1 Датчик давления в комплекте с клапанным блоком МЕТРАН-100-Ех-ДД-1450-02-МП1-t1-010-0,4МПа-25МПа-42-С2-М20 (2 шт.)	±0,1 %	Поз. PDIS 1.1, 1.2
1.1.2 Преобразователь избыточного давления Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-I1-M5-QG	±0,065 %	Поз. PT1.1
1.1.3 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 (5 шт.)	±0,6 %	Поз. PI 1.1-1.5
1.1.4 Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 65.	±0,15 °С	Поз. TT 1.1
1.1.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. TI 1.1
1.1.6 Фильтр сетчатый МИГ ФБ-150-6,3 (2 шт.)		Поз. Ф 1.1, 1.2
1.1.7 Датчик положения уровня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 1.1
1.1.8 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.150.063.28-00Р (4 шт.)		Поз. КШ 1.3-1.6
1.1.9 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Р (6 шт.)		Поз. КШ 1.9, 1.10, 1.15, 1.18-1.20
1.1.10 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (8 шт.)		Поз. КШ-1.1, 1.2, 1.7, 1.8, 1.12, 1.14, 1.16, 1.17
1.1.11 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 1.11, 1.13
1.1.12 Комплект технологических трубопроводов Ду 150, Ру 6,3 МПа		
1.2 Блок измерительных линий		
1.2.1 Рабочий массовый ПР CMF 300М-398-	±0,25 %	Поз. FT 2.1, 2.2

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
N-Q-F-Z-E-Z-Z-Z-GR в комплекте 2700-R-1-1-A-F-F-E-Z-Z-Z (2 шт.)		
1.2.2 Резервно-контрольный массовый ПР CMF 300M-398-N-Q-F-Z-E-Z-Z-Z-GR в комплекте 2700-R-1-1-A-F-F-E-Z-Z-Z	$\pm 0,20 \%$	Поз. FT 2.3
1.2.3 Преобразователь избыточного давления Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-II-M5-QG (4 шт.)	$\pm 0,065 \%$	Поз. PT 2.1-2.4
1.2.4 Датчик давления Метран-150-TG3-(0-4)МПа-2G-2-1-A-M5-IM-2F-2-B1-K03	$\pm 0,075 \%$	Поз. PT 2.5
1.2.5 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 (6шт.)	$\pm 0,6 \%$	Поз. PI 2.1-2.6
1.2.6 Датчик температуры в комплекте 644Н-А-И1-ХА-М5-С2- Q4 и 0065-1-0-1-У-0000-У-0145-G94-А1-И1-ХА-Х8 (4 компл.)	$\pm 0,15 ^\circ\text{C}$	Поз. TT 2.1-2.4
1.2.7 Преобразователь температуры Метран-286-02-Ех1а-2-120-Н10- (-50 ...500) $^\circ\text{C}$ -Т6-Т3-ГП	$\pm 0,5 ^\circ\text{C}$	Поз. TT 2.5
1.2.8 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (6 шт.)	$\pm 0,2 ^\circ\text{C}$	Поз. TI 2.1-2.6
1.2.9 Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М		Поз. QA
1.2.10 Датчик положения уровня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 2.1
1.2.11 Клапан регулирующий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Kv 63 с электроприводом РэмТЭК-02.Л.44.18000.4.100.2.V.50.1.p.УХЛ1		Поз. FCV 2.1
1.2.12 Клапан регулирующий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Kv 63 с ручным приводом (3шт.)		Поз. RP 2.1-2.3
1.2.13 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.100.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 2.45, 2.49
1.2.14 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.100.063.28-00Ркп (11 шт.)		Поз. КШ 2.1-2.3, 2.15-2.17, 2.24-2.28
1.2.15 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Ркп (12 шт.)		Поз. КШ 2.4, 2.6, 2.11, 2.14, 2.18, 2.23, 2.30, 2.31, 2.36, 2.50, 2.53, 2.59
1.2.16 Кран шаровой штуцерный		КШ 2.8-2.10, 2.20-2.22,

					Назначение и состав СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
ЗАРД.015.063.30-00Р (19 шт.)		2.33-2.35, 2.41, 2.44, 2.46, 2.47, 2.51, 2.52, 2.54, 2.56-2.58
1.2.17 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (7 шт.)		Поз. КШ-2.7, 2.19, 2.32, 2.39, 2.40, 2.48, 2.55
1.2.18 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.016.10-00Р (8 шт.)		Поз.КШ-2.5, 2.12, 2.13, 2.29, 2.37, 2.38, 2.42, 2.43
1.2.19 Комплект технологических трубопроводов Ду150, Ду100, Ру6,3		
1.3 Блок измерения показателей качества нефти		
1.3.1 Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-50-6,3 (2шт.)		Поз. Ф 3.1, 3.2
1.3.2 Датчик давления в комплекте клапанным блоком МЕТРАН-150CD4-(0-0,4) МП а-2-2-1-1-L3-AM5-IM-D5-2-B1-K03 (2шт.)	±0,075 %	Поз. PDIS 3.1, 3.2
1.3.3 Преобразователь температуры в комплекте 644Н-А-И1-ХА-М5-Q4-C2 и 0065- 1-0-1-Y-0000-Y-0080-G94-A1-I1-ХА- X8	±0,15 °С	Поз. ТТ 3.1
1.3.4 Датчик давления Метран-150-TG4-(0.5-16)МПа-2G-2-1-A-M5-IM-2F-2-B1-K03	±0,075 %	Поз. РТ 3.1
1.3.5 Манометр МПТИ-Y2-4МПа-0,6, (7 шт.)	±0,6 %	Поз. РІ 3.1-3.7
1.3.6 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	±0,2 °С	Поз. ТІ 3.1
1.3.7 Пробоотборник автоматический Стандарт-А, емкостью 4 дм ³ (2 шт.)		Поз. QS 3.1, 3.2
1.3.8 Пробоотборник ручной Стандарт-Р		Поз. ПР 3.1
1.3.9 Поточный преобразователь плотности 7835LAAFAJТААА	±0,3 кг/м ³	Поз. DT 3.1
1.3.10 Поточный преобразователь влажности УДВН-1пм	±0,05 % об. Н ₂ О	Поз. ME 3.1
1.3.11 Ультразвуковой преобразователь объемного расхода UFM3030K	±0,5 %	Поз. FE 3.1
1.3.12 Электронасос БЭН-949-ОС, Qн = 6,3 м ³ /ч (2 шт.)		Поз. Н 3.1, 3.2
1.3.13 Преобразователь дифференциального	±0,075 %	Поз. PDIS 3.3, 3.4

					Назначение и состав СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
давления Метран-150CD4(0-0.4) МПа-2-2-1-1-L3-AM5-IM-D5-2-B1-K03 (2 шт.)		
1.3.14 Сигнализатор уровня VEGASWING 61.DAGBVXURX (2 шт.)		Поз. ЛТ 3.1, 3.2
1.3.15 Электроконтактный манометр ДМ2005Cr1Ex (2 шт.)	±1,5 %	Поз. PIS 3.1, 3.2
1.3.16 Пробозаборное устройство щелевого типа ПУ-1-150 (1 щель)		Поз. ПЗУ 1.1
1.3.17 Статический смеситель потока Вихрь-15		Поз. СС 1.1
1.3.18 Устройство определения свободного газа УОСГ-1РГ		Поз. УОСГ
1.3.19 Устройство термостатирующее ТС50, Ру 6,3 МПа		Поз. DI 3.1
1.3.20 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Р (40 шт.)		Поз. КШ-3.1-3.4, 3.10, 3.16, 3.18, 3.19, 3.25, 3.26, 3.31-3.33, 3.36, 3.37, 3.40, 3.41, 3.47-3.49, 3.53-3.55, 3.60-3.62, 3.69-3.71, 3.73-3.75, 3.79, 3.81-3.85, 3.89, 3.93, 3.96, 3.97
1.3.21 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.98, 3.99
1.3.22 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.020.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.90, 3.91
1.3.23 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (37 шт.)		Поз. КШ-3.6 3.9, 3.12- 3.15, 3.17, 3.21, 3.24, 3.27-3.30, 3.35, 3.39, 3.42, 3.45, 3.46, 3.51, 3.52, 3.57-3.59, 3.64, 3.65, 3.67, 68, КШ-3.72, 3.76, 3.78, 3.80, 3.86, 3.88, 3.92.
1.3.24 Клапан обратный 19с68нж-50 Ру-6.3		Поз. ОК 3.1, 3.2

					Назначение и состав СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.3.25 Катушка на месте резервного поточного преобразователя плотности		
1.3.26 Комплект технологических трубопроводов Ду50, Ру6,3		
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемое вне тех. части СИКН		
2.1 СОИ на базе ИВК «МикроТЭК»		
2.2 АРМ оператора на базе «Визард СИКН V.2/1/4»		
2.3 Шкаф вторичной аппаратуры (ШВА)		
2.4 Блок поверочной установки		
2.4.1 Установка трубопоршневая Syncrotrak типа S05C2C3C5	±0,05 %	Расположен в здании СИКН
2.4.2 Преобразователь давления 3051TG4A2B21AB4K6Q4Q8M5	±0,065 %	Поз. РТ 5.1
2.4.3 Датчик температуры в комплекте 3144PD1A1KAM5Q4 с 0065 2 компл.	±0,15 °С	Поз. ТТ 5.1, 5.2
2.4.4 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 2 шт.	±0,6 %	Поз. РИ 5.1, 5.2
2.4.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. ТИ 5.1
2.4.6 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (7 шт.)		Поз. КШ 5.1-5.4, 5.6- 5.8
2.4.7 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 5.5, 5.9, 5.15
2.5 Шкаф силового управления		
3 Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 Блок средств эталонных		
3.1.1 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6.	±0,6 %	Поз. РИ 4.1
3.1.2 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛС-4 №2 (3 шт.)	±0,2 °С	Поз. ТИ 4.1-4.3
3.1.3 Электронасос ВКС2/26К		Поз. Н 4.1
3.1.4 Фильтр сетчатый ФС-50 НЖ (2 шт.)		Поз. Ф 4.1, 4.2
3.1.5 Мерник металлический эталонный Seraphin EMSS0005G	±0,02 %	
3.1.6 Емкость объемом 200 л для промывочного раствора		Поз. Е 2
3.1.7 Емкость объемом 100 л для воды		Поз. Е 1
3.1.8 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.016.21-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 4.6, 4.8
3.1.9 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (5 шт.)		Поз. КШ 4.1, 4.4, 4.7, 4.9, 4.11

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.1.10 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 4.12, 4.13, 4.14
3.2 Система промывки		
3.2.1 Емкость объемом 500 л		Поз. Е 3
3.2.2 Электронасос НМШ5-25-4,0/25(Б)-5		Поз. Н 6.1
3.2.3 Фильтр сетчатый ФС-50		Поз. Ф 6.1
3.2.4 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6	±0,6 %	Поз. РІ 6.1
3.2.5 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.016.28-00Р		Поз. КШ 6.4
3.2.6 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р		Поз. КШ 6.1
3.2.7 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 6.2, 6.3
3.3 Здание СИКН		
3.3.1 Вентилятор радиальный взрывозащищенный ВР80-75 ВК №5		
3.3.2 Пост управления ПВК-15 (8 шт.)		
3.3.3 Пост управления ПВК-25 (6 шт.)		
3.3.4 Светильник взрывозащищенный типа ВАД ВАД71-Л.НАК.200-УХЛ1 (2 шт.)		
3.3.5 Светильник взрывозащищенный типа ВЭЛ ВЭЛ51-П2х36-П (12 шт.)		
3.3.6 Светильник взрывозащищенный типа ВЭЛ ВЭЛ51-ПАК2х36-П-У1 (3 шт.)		
3.3.7 Стартер 220 РНІ S10 4-65W 220-240V (30 шт.)		
3.3.8 Лампа люминесцентная TLD 36W/54- 765 G13 РНІ (30 шт.)		
3.3.9 Лампа накаливания общего назначения 200 Вт (2 шт.)		
3.3.10 Оповещатель комбинированный ВЭЛ- Т-Н «ГАЗ» УХЛ 1 (4 шт.)		
3.3.11 Оповещатель пожарный звуковой ПСВ-С-72 ХЛ1 (2 шт.)		
3.3.12 Извещатель пожарный ИП 101 Гранат (6 шт.)		
3.3.13 Оповещатель комбинированный ВЭЛ- Т-Н «ПОЖАР» УХЛ 1 (2 шт.)		
3.3.14 Датчик-реле температуры Т21ВМ-1- 03-1-2 (3 шт.)		

Окончание таблицы 2

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.3.15 Блок детекторный БД 8		
3.3.16 Обогреватель ОВЭ-4Т (1,8 кВт) (17 шт.)		
3.3.17 Коробка клеммная КЗПМ -3,1-20/12 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М25х4 В1,5 (6 шт.)		
3.3.18 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/60 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х20-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М50х2 В1,5 (2 шт.)		
3.3.19 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/48 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х8-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х4 В1,5 (2 шт.)		
3.3.20 Коробка клеммная КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х6-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х1 В1,5 (2 шт.)		
3.3.21 Коробка клеммная КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х10-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х1В1,5		
3.3.22 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/48 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х16 В1,5		
3.3.23 Коробка клеммная КЗПМ -4,2-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х4-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М40х2 В1,5		
3.3.24 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.25 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.26 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/60-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32*24 В1,5		

Рабочие эталоны

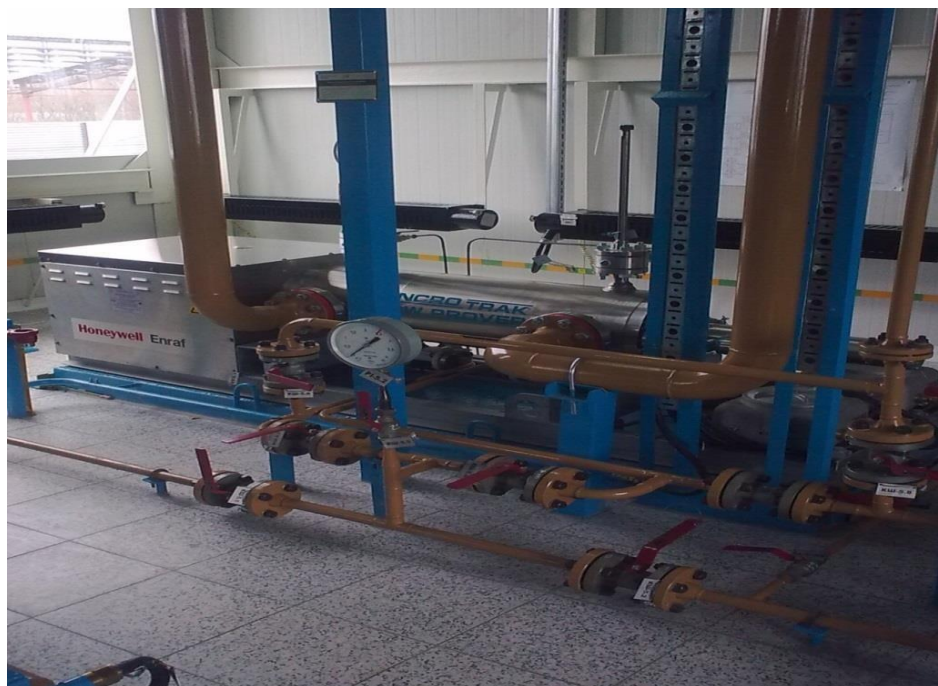


Рисунок 3 - установка трубопоршневая «Syncrotrak»

Эталонным средством измерений на СИКН является установка трубопоршневая «Syncrotrak», мерник металлический эталонный Seraphin EMSS0005G (в комплекте с двумя термометрами ТЛС-4, манометром МПТИ и термометром ТЛ-4).

Установка трубопоршневая предназначена для проведения поверки и контроля метрологических характеристик массовых преобразователей расхода, смонтированных на измерительных линиях СИКН. Максимальная пропускная способность установки составляет 113 м³/ч. Периодичность поверки ТПУ – 1 раз в два года с помощью мерника 1 разряда.

Эталонные средства измерений (СИ), средства измерений, непосредственно участвующие в определении количества и показателей качества нефти, должны иметь действующие свидетельства о поверке.

Периодическую поверку СИ проводят по графику, составленному и согласованному, принимающей стороной. Допускается замена средств измерений на аналогичные приборы с характеристиками не хуже, применяемых по проекту и имеющие свидетельства об утверждении типа.

					Назначение и состав СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Внеочередную поверку СИ проводят в соответствии с требованиями Приказа № 1815 от 02.07.2015г., а также в случаях:

- получения отрицательных результатов при контроле метрологических характеристик СИ;
- отсутствия свидетельства о поверке, нарушении целостности пломб или клейм поверителя.

О проведении поверки или контроля метрологических характеристик поточного плотномера, массового преобразователя расхода, установки трубопоршневой и мерника сообщается в РНУ ООО «Комсомольский-НПЗ» и обслуживающей организации ООО «ТатАвтоматизация» не менее чем за одни сутки. Поверка и контроль метрологических характеристик вышеуказанных СИ, проводится на месте эксплуатации обслуживающей организацией ООО «ТатАвтоматизация», в присутствии представителей ООО «Комсомольский-НПЗ» и ООО «Сахалинморнефтегаз».

					Назначение и состав СИКН	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН.

Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов ООО «КНПЗ» аккредитована под номером: **РА.RU.22НТ87** в системе сертификации ГОСТ Р на техническую компетентность в соответствии с требованиями документов системы аккредитации в РФ, ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2009 и ГОСТ Р 51000.4-2011.

Качество сдаваемой нефти должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» с «Изменением №1». ^[4]

Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов обеспечивает контроль качества нефти на соответствие ГОСТ Р 51858-2002. По согласованию со сдающей стороной проводит испытание проб нефти, принимаемой через СИКН, для оформления протокола испытаний нефти по форме, соответствующей МИ 3342-2016.

Испытательное оборудование ИЛНиН аттестовано по ГОСТ 8.568-2017. ИЛНиН предоставляет доступ представителю ООО «РН-СМНГ» для наблюдения за проведением испытаний проб нефти на соответствующем оборудовании и место для ведения записей.



Рисунок 4 – Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН			
Разраб.	Ицкович Д.К.							
Руковод.	Гончаров Н.В.							
Консульт.								
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							
					Лит.		Лист	Листов
							34	113
					ТПУ гр. 2БМ91			

ИЛНиН обеспечивает возможность представителю сдающей стороны выполнить подготовку, упаковку и отправку арбитражной пробы нефти с целью проверки.

Порядок взаимодействия с организацией, производящей техническое обслуживание СИКН.

Ответственность за техническое состояние и метрологическое обеспечение СИКН ПСП ООО «РН-СМНГ» несет сдающая сторона. Техническое обслуживание СИКН проводит сдающая сторона совместно с независимой обслуживающей организацией ООО «ТатАвтоматизация» по договору, согласно утвержденным и согласованным графикам.

Согласно требованию МИ 3081-2007, работы по техническому обслуживанию массовых расходомеров на измерительных линиях, поточного плотномера, поточного влагомера, датчиков температуры, датчиков давления, расходомера на узле измерения показателей качества, автоматических пробоотборников, ИВК проводится специалистами обслуживающей организации совместно со специалистами принимающей стороны, по договору, согласно утвержденным и согласованным графиков в объеме технологических карт. ^[6]

При проведении поверки рабочих и контрольного массовых расходомеров по установке трубопоршневой, технологический режим устанавливает персонал ПСП ООО «РН-СМНГ», под контролем представителя обслуживающей организации. Периодичность поверки рабочих массометров – 2 раза в месяц. Измерение проводит обслуживающая организация, проверку герметичности запорной арматуры проводит персонал ПСП в присутствии обслуживающей организации.

Монтаж и демонтаж массовых расходомеров, поточного плотномера, поточного влагомера, пробоотборников, установленных на СИКН, проводят представители ПСП под контролем представителя обслуживающей организации.

					<i>Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Снятие и установка датчиков температуры и датчиков давления на СИКН проводится оперативным персоналом ПСП под контролем представителей обслуживающей организации, после отключения датчиков от вторичной аппаратуры представителями обслуживающей организации и отключения датчиков от кабельной продукции.

					Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.4 Схемы СИКН

Технологическая схема СИКН и технологический режим перекачки нефти через СИКН

Технологическая схема СИКН представлена в приложении А.

Технологический режим перекачки нефти через СИКН постоянный / периодический. Нефть подается одновременно через 2 рабочие измерительные линии максимально возможным общим расходом до 263 т/ч.

В процессе эксплуатации СИКН и перед проведением КМХ должна быть проверена на герметичность запорная арматура. Масса нефти измеряется с помощью, установленных на измерительных линиях массовых расходомеров позиции FT-2.1, FT-2.2, FT-2.3. Показатели качества нефти определяются с помощью приборов, установленных на линии измерения показателей качества: плотность - поточным плотномером позиция DT3.1; объемное содержание воды - влагомером позиции ME3.1. Одновременно осуществляется измерение давления (РТ2.1-РТ2.3) и температуры нефти (ТТ2.1-ТТ2.3) на измерительных линиях и в линии измерения показателей качества нефти (РТ3.1, ТТ3.1).

Согласно технологической схеме (Приложение А), нефть через краны шаровые КШ1.3 или КШ1.5 поступает в блок фильтров. Далее, пройдя фильтры Ф-1.1 (рабочий) или Ф-1.2 (резервный), нефть поступает во входной коллектор измерительных линий. Из входного коллектора блока измерительных линий нефть через краны шаровые КШ2.1, КШ2.15 поступает в рабочие измерительные линии и далее, пройдя сенсоры массовых расходомеров FT-2.1, FT-2.2, ручные регуляторы расхода РР-2.1, РР-2.2, краны шаровые КШ2.3, КШ2.17 поступает в выходной коллектор блока измерительных линий.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Схемы СИКН			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Ицкович Д.К.								37	113	
Руковод.		Гончаров Н.В.						ТПУ гр. 2БМ91				
Консульт.												
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

На входном коллекторе блока измерительных линий установлено устройство пробозаборное (ПЗУ) щелевого типа «Булгарметротех» в соответствии с ГОСТ 2517.

Автоматическое поддержание постоянного расхода нефти обеспечивается клапанами регуляторами типа РУСТ 410-02, Ру63, Ду150, Kv63 поз. Рд1 или Рд2, расположенными перед СИКН, на открытой площадке ПСП. Автоматическое регулирование учитывает суммарные показания массовых ПР FT 2.1, 2.2, 2.3 и компенсирует перераспределение потоков между измерительными линиями в БИЛ во время проведения КМХ и поверки. Обеспечивает постоянство давления в магистральном трубопроводе и СИКН.

Структурная схема СИКН

Структурная схема комплекса технических схем СИКН представлена в приложении Б и отражает состав средств измерений, их соединение в единую информационно-измерительную систему и размещается в двух зонах:

- помещение СИКН;
- операторная ПСП.

Количество перекачиваемой нефти измеряется массовыми преобразователями расхода. Массовые преобразователи выдают частотный электрический сигнал, пропорциональный массовому расходу проходящей нефти. Частотный сигнал поступает на вход ИВК (измерительные преобразователи С7- 03, С9-03, затем в БЗП-09), где происходит отображение массы нефти брутто по каждой измерительной линии. Для вычисления объема нефти на измерительные входы ИВК приходит информация с поточного плотномера, датчиков давления и температуры блока контроля качества нефти, а также с датчиков давления и температуры, установленных на измерительных линиях и выходном коллекторе СИКН.

ИВК «МикроТЭК» непрерывно обрабатывает сигналы, поступающие с датчиков, и передает через сеть Ethernet на компьютеры верхнего уровня (АРМ оператора).

					Схемы СИКН	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С помощью программы «Визард-СИКН», разработанной в среде In Touch, происходит обработка, визуализация полученной информации, выдача предупреждающих аварийных сигналов и формирование отчетов.

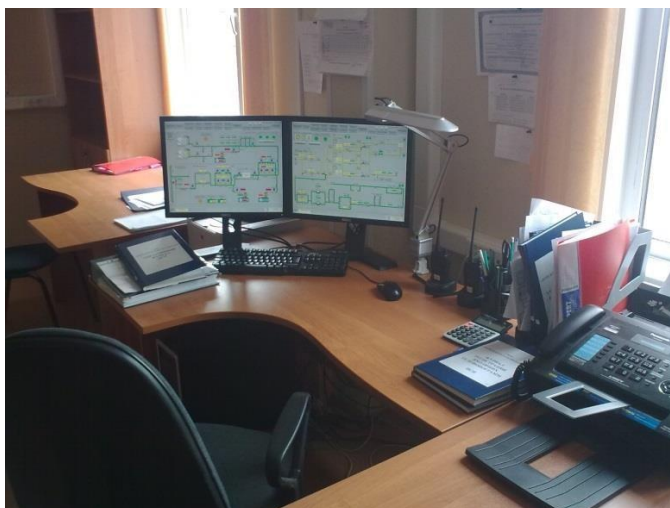


Рисунок 5 - АРМ оператора

АРМ оператора обеспечивает просмотр на мнемосхеме в режиме реального времени параметров расхода, давления, температуры, плотности, массовой доли воды нефти, положение электроприводных задвижек и регуляторов расхода. Компьютер верхнего уровня хранит в памяти и выводит на принтер CANON отчетные документы, передает данные в систему телемеханики через концентратор интерфейсов и выдает звуковой аварийный сигнал при выходе параметров за установленные пределы и окрашивает контролируемые позиции на схеме СИКН в сигнальные цвета.

Блок гарантированного питания ИБП APC Simmetra LX SYF16 обеспечивает защиту аппаратуры от перепадов напряжения и перебоев в электроснабжении.

1.5 Резервная схема учета нефти

Резервной схемой учета нефти являются резервуары РВС-9-10000, РВС-10-10000, РВС-11-10000 имеющие утвержденные градуировочные таблицы и свидетельства о поверке. Определение массы нефти производится косвенным методом статических измерений, согласно «Методике выполнения измерений в вертикальных стальных резервуарах по резервной схеме учета на НПЗ ООО «РН-Комсомольский-НПЗ» ФР.1.29.2010.07052 (с изменением №1).

При этом, используя результаты измерений уровня нефти в РВС, по градуировочным таблицам определяется объем нефти. Плотность нефти определяется по объединенной пробе, отобранной из РВС по ГОСТ 2517-2012.

Массу нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерения объема.



Рисунок 6 – РВС-10000

При отказе основной системы учёта нефти (СИКН) осуществляется переход на резервную схему учёта. По данной схеме нефть может подаваться,

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ицкович Д.К.			Резервная схема учета нефти		Лит.	Лист
Руковод.		Гончаров Н.В.						40
Консульт.								Листов
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						113
					ТПУ гр. 2БМ91			

минуя СИКН и регуляторы давления, через регуляторы расхода в резервуары НПЗ, или через регуляторы давления, минуя регуляторы расхода. При этом соответствующие электроприводные задвижки на площадке регуляторов расхода и электроприводные задвижки на площадке регуляторов давления закрыты. Пломбой ООО «РН-СМНГ» пломбируются закрытые задвижки.

Управление работой по резервной схеме и переход на резервную схему учёта осуществляется с помощью АРМ оператора «Визард-СИКН». Сигналы с датчиков уровня и датчиков температуры в резервуарах поступают в ИВК.

«МикроТЭК», который выполняет вычисления учётных параметров и передаёт информацию на верхний уровень.

Состав резервной схемы учета.

Функционально резервная схема включает в себя:

- комплекс технологический;
- узел подключения;
- узел фильтров грязеуловителей;
- узел регулирования расхода;
- узел регулирования давления;
- узел СППК;
- резервуарный парк;
- систему обработки информации;
- комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей

Метод измерения массы по резервной схеме учета нефти на ПСП ООО «Сахалинморнефтегаз»

Для измерений массы нефти применяют косвенный метод статических измерений.

Массу брутто нефти в резервуаре вычисляют как произведение объема нефти и её плотности, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема, или объема и плотности нефти, результаты измерений которых приведены к стандартным условиям.

					Резервная схема учета нефти	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Массу брутто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто нефти до начала закачки нефти в резервуар и после её окончания.

Массу нетто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто сданной (принятой) нефти и массы балласта.

Массу балласта вычисляют по значениям показателей качества нефти, характеризующих содержание в нефти воды, хлористых солей и механических примесей. Указанные показатели определяют в ИЛНиН по результатам испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из заполненного резервуара.

Определение массы нефти в резервуарах при приемо-сдаточных операциях по резервной схеме учета на ПСП ООО «РГ-СМНГ»

Измерение уровня нефти производится после отстоя нефти не менее 2-х часов с момента окончания заполнения и удаления отстоявшейся подтоварной воды и загрязнений из резервуара через сифонный кран. Показания уровня нефти и температуры снимаются совместно представителями стороны, принимающей нефть и товарными операторами стороны, сдающей нефть с АРМ оператора по показаниям стационарных датчиков температуры многоточечных ДТМ-3 и уровнемеров радарных 5400 фирмы Rosemount. При отказе стационарных датчиков уровня измерение уровня нефти производится поверенной рулеткой с лотом.

Определение фактического объема нефти в резервуаре

Общий объем нефти в резервуаре и объем подтоварной воды определяют по градуировочной таблице на конкретный резервуар.

Фактический объем нефти в резервуаре вычисляют по формуле:

$$V_n = V_0 [1 + (2\alpha_{ct} + \alpha_s) \cdot (t_{ct} - 20)], \quad (1)$$

где V_0 – объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, м³;

α_{ct} – температурный коэффициент линейного расширения материала

					Резервная схема учета нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

стенки резервуара, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$;

α_s – температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня, значение которого при измерениях уровня рулеткой из нержавеющей стали α_s принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$. При измерениях уровня нефти рулеткой по высоте пустоты резервуара, а также при измерениях уровня нефти уровнемерами принимают $\alpha_s=0$;

t_{cm} – температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в резервуаре.

Объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, м^3 , вычисляют по формуле:

$$V_0 = V_{жс} - V_в, \quad (2)$$

где $V_{жс}$ – объем жидкости (нефть и подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20°C МП 199-13 (РВС-9-10000), МП 200-13 (РВС-10-10000) и МП 210-13 (РВС-11-10000), м^3 ;

$V_в$ – объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20°C по МП 199-13 (РВС-9-10000), МП 200-13 (РВС-10-10000) и МП 210-13 (РВС-11-10000), м^3 ;

Значение объема нефти в резервуаре, приведенное к стандартным условиям, вычисляют:

- для стандартной температуры 15°C ($V_{н15}$) – по формуле:

$$V_{н15} = V_n \cdot CTL_v, \quad (3)$$

- для стандартной температуры 20°C ($V_{н20}$) – по формуле:

$$V_{н20} = \frac{V_{н15}}{CTL_{20-15}} \quad (4)$$

где CTL_v и CTL_{20-15} – поправочные коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$CTL_v = \exp[-\beta_{15} \cdot \Delta t_v (1 + 0,8 \beta_{15} \cdot \Delta t_v)], \quad (5)$$

и

$$CTL_{20-15} = \exp[-\beta_{15} \cdot 5 (1 + 0,8\beta_{15} \cdot 5)], \quad (6)$$

где $\beta = \frac{613,9723}{p_{15}^2}$ – коэффициент объёмного расширения нефти при температуре 15°C (p_{15} – значение плотности нефти при температуре 15 °С)
 $\Delta t_v = t_v - 15$ – отклонение температуры нефти при измерении объёма нефти от стандартной температуры 15 °С.

Определение плотности нефти в резервуаре

Плотность нефти определяется по объединенной пробе нефти, отобранной из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517. Значения плотности приводят к температуре измерения объема нефти в резервуаре и к стандартным условиям. [8]

Определение температуры нефти в резервуаре

Средняя температура нефти в резервуаре определяется с помощью стационарных преобразователей температуры ДТМ-3. При полном заполнении резервуара определение температуры производится в 12 точках с определением средней температуры с точностью до $\pm 0,2$ °С. При неполном заполнении резервуара, измерение температуры нефти по датчикам, погруженным в нефть с определением по ним средней температуры.

При отказе преобразователей температуры ДТМ-3 средняя температура нефти в резервуаре определяется путем измерения при отборе точечных проб. При отборе точечных проб, температуру нефти в пробе определяют в течение 1-3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне не менее 5 мин. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

					Резервная схема учета нефти	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определение массы брутто нефти в резервуаре

Массу брутто нефти в тоннах вычисляют по формуле:

$$M_{бр} = V_H \cdot \rho_n \cdot 10^{-3}, \quad (7)$$

где ρ_n – плотность нефти при температуре измерений объема в резервуаре, кг/м³;

V_H – фактический объем нефти в резервуаре, м³, вычисленный по формуле (1).

Определение массы брутто нефти при откачке из резервуара

При откачке нефти из резервуара массу сданной нефти определяют как разность первоначальной массы и массы остатка.

Массу сданной нефти $M_{сд}$ вычисляют по формуле:

$$M_{сд} = M_{н1} - M_{н2}, \quad (8)$$

где $M_{н1}$ – масса нефти до начала откачки, вычисленная по формуле (7), т;

$M_{н2}$ – масса остатка нефти, вычисленная после откачки нефти из резервуара по формуле (7), т.

Определение массы брутто нефти при закачке нефти в резервуар

При закачке нефти в резервуар массу принятой нефти $M_{пр}$ вычисляют по формуле:

$$M_{пр} = M_{бр2} - M_{бр1}, \quad (9)$$

где $M_{бр1}$ – масса нефти до начала закачки нефти в резервуар, вычисляемая по формуле (7), т;

$M_{бр2}$ – масса остатка нефти, вычисляемая по окончании процесса закачки по формуле (7), т.

Определение массы нетто нефти в резервуаре

Массу нетто нефти M_H , т, вычисляют как разность массы брутто нефти M , т, и массы балласта m , т, по формуле:

$$M_H = M - m = M \times \left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{xc}}{100} \right), \quad (10)$$

где W_B – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле:

$$W_{xc} = 0,1 \frac{\varphi_{xc}}{\rho_v} \quad (11)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_v – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м³.

Если измеряют не массовую, а объёмную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле:

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_v} \quad (12)$$

где φ_B – объёмная доля воды в нефти, %;

ρ_B – плотность воды, кг/м³ (принимают равной 1000 кг/м³).

Характеристики погрешности измерений по резервной схеме учета на ПСП ООО «РН-СМНГ»

- Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти должны соответствовать ГОСТ Р 8.595-2004:
- При косвенном методе статических измерений массы нефти не более 120 т:
 - $\pm 0,65$ % - при измерениях массы брутто нефти;
 - $\pm 0,75$ % - при измерениях массы нетто нефти.
- При косвенном методе статических измерений массы нефти от 120 т:
 - $\pm 0,50$ % - при измерениях массы брутто нефти;
 - $\pm 0,60$ % - при измерениях массы нетто нефти. ^[9]

1.6 Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН

К эксплуатации СИКН допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию товарного оператора не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по ОТ, ПБ.

Операторы, эксплуатирующие СИКН, должны знать технологическую схему, назначение всех задвижек и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения.

Все работники, занятые ремонтом, обслуживанием и эксплуатацией СИКН должны пройти обучение по устройству и правилам эксплуатации оборудования СИКН.

После прохождения обучения все работники сдают установленный техминимум. Ведомость сдачи находится у начальника ПСП.

Условиями безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН является знание и соблюдение персоналом требований «Правил безопасности для нефтегазоперерабатывающих производств».

Вторичная аппаратура, щиты управления являются действующими установками до 1000 В.

Площадка СИКН должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, содержаться в чистоте. Нельзя размещать на ней горючие материалы и посторонние предметы.

Ступени и площадки лестниц должны поддерживаться в чистоте, регулярно очищаться от наледи и снега.

При обслуживании СИКН работать в специальной одежде и специальной обуви согласно требованиям охраны труда.

Не допускается розлив нефти на территории и в помещении СИКН.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Ицкович Д.К.						
Руковод.		Гончаров Н.В.					47	113
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Не допускается проведение огневых работ без оформления наряда-допуска.

Не допускается отопгрев застывших трубопроводов открытым огнем.

При переключении измерительных линий во время перекачки необходимо закрывать задвижки только после открытия приема нефти в новом направлении перекачки.

При ремонте СИКН категорически запрещается производить разъединение фланцевых соединений до тех пор, пока не будет понижено давление до атмосферного и произведено освобождение трубопровода от нефти.

Персонал ПСП, включая представителей ООО «РН-КНПЗ», на рабочем месте должны находиться в специальной одежде и иметь при себе удостоверение по технике безопасности.

При отборе проб через верхний замерный люк вертикальных резервуаров, отбор производить обязательно в присутствии дублера, а в ночное время пользоваться только взрывозащищенными переносными светильниками. Включение и выключение светильников производить только за пределами обвалования РВС. При отборе проб быть в спецодежде, изготовленной из ткани, не накапливающей статическое электричество. При отборе проб из РВС после открытия замерного люка необходимо находиться с наветренной стороны.

Запрещается:

- производить отбор проб нефти через замерный люк резервуара во время его заполнения и опорожнения;
- производить отбор проб нефти через замерный люк резервуара во время грозы, сильных атмосферных осадков и скорости ветра более 10 м/с;
- держать в открытом состоянии замерный люк.

1.7 Способ и периодичность отбора проб нефти

Отбор проб на испытания определения качества нефти

Объем пробозаборной системы QS 3.1, 3.2 – 4000 см³. Отбор проб производится по ГОСТ 2517-2012 не менее 3000 см³. Частота отбора пробы задается через АРМ оператора. В случае приема нефти менее 1 часа с начала смены отбор проб не производить, данные о качестве нефти принимаются из паспорта качества нефти за предыдущую смену и вносятся в паспорт качества за текущую смену.



Рисунок 7 - Пробоотборник автоматический.

Пробу нефти отбирается с помощью автоматического пробоотборника. Каждую смену представители сдающей и принимающей стороны совместно доставляют контейнер в ИЛНиН. Испытания пробы проводятся лаборантом ИЛНиН в присутствии представителя сдающей стороны на следующие показатели:

- массовая доля воды;
- массовая концентрация хлористых солей;
- массовая концентрация серы.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ицкович Д.К.			Способ и периодичность отбора проб нефти		
Руковод.		Гончаров Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						49	113
					ТПУ гр. 2БМ91		

Объединенную пробу нефти делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют, другую — хранят опечатанной как арбитражную пробу на случай разногласий в оценке качества нефти.

Емкость накопительной пробы пломбируется пломбами обеих сторон.

Арбитраж проб нефти

Арбитражные пробы формируются, упаковываются, маркируются и хранятся в пломбируемом шкафу в помещении для хранения арбитражных проб лаборатории согласно ГОСТ 1510-84 и ГОСТ 2517.

Пломбируются пломбами обеих сторон.

Испытание арбитражной пробы осуществляется по согласованию сторон в любой, аккредитованной испытательной лаборатории. Результат испытания арбитражной пробы является окончательным и не подлежит оспариванию. Арбитражные пробы хранятся в течение 15 дней и затем их представителями сторон изымают с хранения с отметкой в Журнале и утилизируют.

					Способ и периодичность отбора проб нефти	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.8 Перечень контролируемых параметров и периодичность их контроля

Контроль технологических параметров производится по АРМ, ИВК «МикроТЭК» и СИ СИКН.

Оператор контролирует:

- массовый мгновенный расход через измерительные линии, т/час;
- расход нефти через БИК, м³/ч;
- накопленное значение массы брутто по СИКН с начала суток, т;
- текущее значение плотности в БИК, кг/м³;
- текущее значение температуры в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе СИКН, °С;
- текущее значение давления в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе СИКН, МПа;
- текущее значение объёмной доли воды, %.

В случае выхода из строя рабочего контроллера ИВК «МикроТЭК» переход на резервный контроллер происходит автоматически.

Расход нефти через измерительные линии должен находиться в пределах рабочего диапазона, указанного в свидетельстве о поверке массового преобразователя расхода.

В случае выхода расхода нефти за пределы рабочего диапазона операторы товарные ООО «РН-СМНГ» должны принять меры по восстановлению расхода нефти через измерительные линии в пределах рабочего диапазона с записью в оперативном журнале причины выхода расхода нефти за рабочий диапазон.

Регулирование расхода нефти через СИКН производится количеством работающих линий, регуляторами расхода Рр₁ или Рр₂ расположенными на входе в СИКН.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ицкович Д.К.			Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					51	113
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Контроль над расходом нефти ведется на компьютерах верхнего уровня по программе «Визард-СИКН», которая выдает звуковой сигнал при выходе параметров за установленные пределы до подтверждения его оперативным персоналом. При этом позиции на схеме с выходом параметров за пределы окрашиваются в сигнальные цвета.

Расход нефти через БИК контролируется расходомером поз. FE 3.1 и должен обеспечивать:

– расход (не менее 4 м³/ч), без отклонения их метрологических характеристик от установленных величин;

соотношение расходов потока в трубопроводе в месте отбора и в трубопроводе БИК в соответствии с ГОСТ 2517-2012, для достоверности и представительности отбираемой пробы.

Температура нефти измеряется датчиками температуры, установленными на измерительных линиях (ТТ2.1-ТТ2.3), входном и выходном коллекторе (ТТ1.1, ТТ2.5), входе и выходе ТПУ (ТТ2.4, ТТ5.2) и в БИК (ТТ3.1), их показания выведены на компьютер верхнего уровня.

В случае выхода из строя датчика температуры, перевести данный датчик в режим использования фиксированного значения (приложение Е). И каждые 20 мин. приводить фиксированное значение к температуре термометра установленного непосредственно возле данного датчика температуры.

Контроль над работоспособностью датчиков температуры ведется путем сравнения показаний термометра ртутного стеклянного типа ТЛ-4, установленного на данной измерительной линии и показаний температуры на ИВК «МикроТЭК» с периодичностью контроля постоянно и с регистрацией в лист оперативного контроля каждые два часа.

					Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В случае повышения температуры нефти свыше 30 °С или понижению температуры ниже 5 °С, прием нефти через СИКН останавливается.

Давление нефти измеряется в БИК (РТ3.1), на измерительных линиях (РТ2.1-РТ2.3), на входе и выходе СИКН (РТ1.1, РТ2.5), на входе и выходе БПУ (РТ2.4, РТ5.1) датчиками давления, преобразуется в токовый сигнал и поступает на ИВК «МикроТЭК» для дальнейшей обработки и отображения информации на экранах персональных компьютеров верхнего уровня.

В случае выхода из строя датчика давления перевести данный датчик в режим использования фиксированного значения приложение Е. И каждые 20 мин. приводить фиксированное значение к давлению манометра, установленного непосредственно возле данного датчика давления.

Контроль над работоспособностью датчиков давления ведется путем сравнения показаний манометров точных измерений МПТИ 4,0 МПа класса точности 0,6, установленных на измерительных линиях, на входном и выходном коллекторах СИКН и показаний давления на экранах персональных компьютеров с периодичностью контроля постоянно и с регистрацией в лист оперативного контроля каждые два часа.

Плотность нефти определяется поточным вибрационным преобразователем плотности «Solartron 7835» (позиция DT3.1), установленным на линии БИК. КМХ работы плотномера проводится по графику путем сравнения мгновенных показаний плотности измеренной поточным плотномером и величиной плотности по точечной пробе, измеренной ареометром, согласно «методике измерений ареометром в испытательной лаборатории нефти и нефтепродуктов ООО «РН-СМНГ» № 01.00284-2010-08/02-2011 от 05.10.2011 г. при ведении учетных операций на СИКН, с оформлением протокола установленной формы.

					Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перепад давления на входных фильтрах контролируется по техническим манометрам (PI1.2-PI1.5) и датчикам перепада давления (PDIS1.1, PDIS1.2), установленным до и после фильтров.

Контроль давления на выходном коллекторе СИКН обеспечивается датчиком давления (PT2.5) с выводом токового сигнала на ИБК «МикроТЭК».

Массовая доля воды в нефти контролируется поточным влагомером «УДВН-1пм» (позиция ME3.1), установленным на линии БИК. При выходе из строя ПВ, процентное содержание воды определяется по точечной пробе, отбираемой с периодичностью раз в 2 часа.

Нефть с содержанием массовой доли воды свыше 0,5 % считается некондиционной. Прием нефти в этом случае прекращается. Остановка СИКН производится по показаниям ПВ, при этом дополнительно производится отбор проб для определения содержанием воды в нефти согласно ГОСТ 2477-2014 в ИЛ.

Факт поступления некондиционной нефти должен быть удостоверен соответствующим актом за подписью, сдающей и принимающей сторон. Возобновление приема нефти производится на основе устного согласования с диспетчером ООО «РН-КНПЗ».

					Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство (условие изокINETичности скоростей)

Значение расхода на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК рассчитывают по формуле

$$Q_{\text{пзу}} = Q_{\text{тр}} \times \frac{S_{\text{пзу}}}{S_{\text{тр}}} \quad (13)$$

где $Q_{\text{пзу}}$ - расход на входе в пробозаборное устройство, м³/ч;

$Q_{\text{тр}}$ - расход в трубопроводе в месте отбора проб, м³/ч;

$S_{\text{пзу}}$ - площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, мм²;

$S_{\text{тр}}$ - площадь поперечного сечения трубопровода, мм².

Примечание - Фактическое значение расхода $Q_{\text{пзу}}$ согласно ГОСТ 2517 (п. 4.13.1.3) может отличаться от рассчитанного по формуле (13) в два раза в большую или меньшую сторону.

Значение расхода на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 - Значение расхода на входе в пробозаборное устройство

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м ³ /ч	$Q_{\text{пзу max}},$ $Q_{\text{пзу min}}$	$Q_{\text{тр max}} * S_{\text{пзу}} / S_{\text{тр}},$ $Q_{\text{тр min}} * S_{\text{пзу}} / S_{\text{тр}}$	11,9 1,99
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м ³ /ч	$Q_{\text{тр max}},$ $Q_{\text{тр min}}$	По проекту	220,0 36,9
Площадь входного сечения ПЗУ, мм ²	$S_{\text{пзу}}$	По паспорту	918
Площадь входного сечения ПЗУ, мм ²	$S_{\text{тр}}$	$\pi * D^2 / 4$	16972
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	D	По проекту	147

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ицкович Д.К.			Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					55	113
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Таблица 4 - Значение расхода на входе в трубопровод

Г _{СИКН} , т/ч	Q _{СИКН} , м³ч	Q _{БИК} расчетный, м³ч	Q _{БИК} рабочий, м³ч
31,07	36,9	1,99	4,0
33,68	40	2,16	4,32
42,1	50	2,7	5,4
50,52	60	3,25	6,0
58,94	70	3,77	6,0
67,36	80	4,33	6,0
75,78	90	4,87	6,0
84,2	100	5,41	6,0
92,62	110	5,95	6,0
101,04	120	6,49	6,0
109,46	130	7,03	6,0
117,88	140	7,57	6,0
126,3	150	8,11	6,0
134,72	160	8,65	6,0
143,14	170	9,2	6,0
151,56	180	9,74	6,0
159,98	190	10,28	6,0
168,4	200	10,81	6,0
176,82	210	11,36	6,0
185,24	220	11,9	6,0

Расчет произведен при средней плотности нефти равной 842 кг/м³ и в соответствии с ГОСТ 2517-2012 пункты 2.13.1.2 и 2.13.1.3.

Прямой динамический метод измерения массы нефти

Метод, основанный на непосредственном измерении массы продукта с применением массометров.

При данном методе пределы допускаемой относительной погрешности не превышают 0,25% при измерении массы брутто товарной нефти и массы нефтепродукта и 0,35% при измерении массы нетто.

Краткая характеристика массового кориолисового расходомера

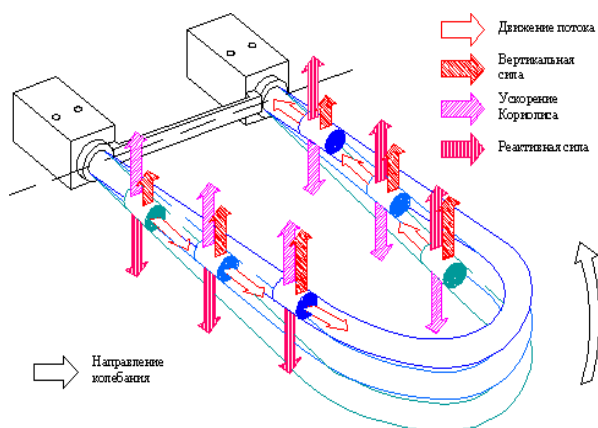


Рисунок 8 - кориолисовый расходомер массовый

Принцип действия применяемых в ТКО массометров основан на эффекте кориолиса, т.е. на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется измеряемая среда. Сдвиг фаз пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных трубок, создает силу кориолиса, которая оказывает сопротивление вибрации расходомерных трубок. Наглядно это сопротивление видно, когда шланг извивается под напором воды.

3. Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН

3.1 Замена трубопоршневой установки на более производительную

В качестве массового преобразователя расхода в СИКН №66333-16 используются кориолисовые расходомеры типа Micromotion CMF 300 с максимальным рабочим расходом 263 т/ч. Реализовать максимальную производительность массометров не представляется возможным в виду применения трубопоршневой установки «Syncrotrak» предназначенной для проведения поверки и контроля метрологических характеристик массовых преобразователей расхода, с максимальной пропускной способностью 113 м³/ч.

Для повышения эффективности эксплуатации СИКН №66333-16 необходим комплекс технических и организационных мероприятий по переоборудованию. А именно, необходимо произвести замену трубопоршневой установки «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 113 м³/ч на трубопоршневую установку «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 340 м³/ч.

Согласовать все мероприятия с ООО «РН-Комсомольский НПЗ» и провести внеочередную поверку с вызовом специалистов ЦСМ.

Данная модернизация позволит провести поверку массовых преобразователей расхода Micromotion CMF 300 во всем рабочем диапазоне, тем самым увеличить пропускную способность узла более чем в 2 (267%) раза при неизменных эксплуатационных затратах во время проведения поверки массового контроля расхода, проводимой 2 раза в месяц согласно графику. Что позволит увеличить отпуск нефти на 8,5% в год.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ицкович Д.К.			Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					58	113
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

3.1.2 Расчет эффективности трубопоршневой установки

В процессе КМХ, вся нефть проходит через трубопоршневую установку (далее ТПУ), рассчитаем по формуле 14 на сколько процентов увеличиться пропускная способность СИКН на время КМХ. За Q_2 принимаем максимальную пропускную способность СИКН, так как она меньше пропускной способной «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 340, м³/ч;

$$K = \frac{Q}{Q_1} \times 100\%, \quad (14)$$

где K - эффективность ТПУ, %;

Q – максимальная пропускная способность СИКН, т/ч;

Q_1 - «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 113, м³/ч;

$$K = \frac{302}{113} = 267\%,$$

Принимая что средняя плотность нефти 860 т/ м³ , то рассчитаем максимальную пропускную способность СИКН по формуле 15.

$$Q = \frac{Q_2}{\rho_n}, \quad (15)$$

где Q_2 - «Syncrotrak» с максимальной пропускная способность СИКН 263, т/ч;

ρ_n – средняя плотность нефти, м³/ч.

$$Q = \frac{263}{0.860} = 302,3 \text{ т/ч},$$

По формуле 16 рассчитаем годовую эффективность ТПУ.

$$K_{\Gamma} = K \times \frac{t_1}{t_2} \quad (16)$$

где K - эффективность ТПУ, %/г; t_1 – часов в году, ч; t_2 =

часов КМХ в году, ч (согласно плану КМХ проводится два раза в месяц по 12 часов).

$$K_{\Gamma} = 167 \times \frac{576}{8760} = 8,5\%,$$

Из формулы 16 видим, что пропускная способность увеличилась на 8,5%/год.

3.2.1 Применение поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти

Данная работа основана на сокращении потерь легких углеводородов, путем введения микроколичества добавки с поверхностно-активными веществами, использовались соли калия свободной жирной кислоты (СЖК), чтобы уменьшить потерю легких углеводородов. Оптимальную концентрацию соли определяли, оценивая самым низким давлением насыщенных паров (20 мг/кг). Было установлено, что испаряемость уменьшалась до 55% в нефтяных резервуарах. Целью данной работы является обзор метода оценки потерь углеводородов из резервуаров и повышение экологической безопасности.

Проблема снижения потерь легких углеводородов нефти на всем пути от хранения до применения очень актуальна. Решение этой проблемы не только экологическое, но и экономическое (потеря нефти из-за испарения только в России может составить 5–6 млн. тонн в год).

Согласно исследованиям, потери нефти более 75% обусловлены ее испарением. Потери возникают при хранении, сливе, наполнении, транспортировке, заправке и т.д.

Также испарение нефти часто сопровождается загрязнением окружающей среды. Поэтому хорошо организованная, последовательная и систематическая борьба с потерями от испарения нефти на всех стадиях транспортировки и хранения очень важна.

При эксплуатации технически исправного оборудования для нефтепродуктов и транспортных средств основные потери нефтепродукта в результате испарения происходят в резервуарах. Дыхательный клапан, находящийся на крыше резервуара, реагирует на изменения давления и появление вакуума, возникающее в результате дыхания. Когда давление или вакуум превышают заданную норму, затвор клапана поднимается, открывая проход для рабочей среды. Если срабатывание затвора вызвано недопустимыми параметрами давления, то клапан выпускает избыток среды в атмосферу. Если же срабатывание обусловлено вакуумом, то клапан открывается, позволяя воздуху попасть в резервуар.

По данным Европейской комиссии по окружающей среде, при каждой операции слив (загрузка) нефти в атмосферу поступает 0,5-1,5 кг пара углеводорода на каждый кубический метр перелитого нефтепродукта.

Данный метод, позволяющий снизить потери углеводородов от испарения при хранении, транспортировке, загрузки и т.д. не требует затрат на реконструкцию существующего оборудования.

Хорошо известно явление эбулиоскопии: упругость паров раствора ниже упругости паров растворителя. Представляет интерес исследовать влияние на упругость паров поверхностно - активных веществ (ПАВ), концентрирующихся на поверхности жидкости. ПАВ создает на поверхности нефти тонкую пленку, которая препятствует испарению жидких углеводородов в РВС.

Исследовали влияние соли калия фракции СЖК ($C_9 - C_{15}$) на давление насыщенных паров при введении ПАВ в различной концентрации.

В таблице приводятся результаты влияния на давление насыщенных паров нефти солей калия СЖК. Минимальное давление насыщенных паров наблюдается при концентрации солей калия СЖК 20 мг/кг. При увеличении концентрации ПАВ происходит увеличение давления насыщенных паров.

					Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наблюдаемое явление объясняется тем, что ПАВ занимает часть поверхности нефти, препятствуя испарению, а при увеличении концентрации ПАВ выше оптимальной величины происходит ассоциация молекул ПАВ, что приводит к увеличению поверхности испарения.

Таблица 5 - Зависимость давления насыщенных паров нефти от концентрации $C_nH_{2n+1}COOK$

Концентрация [$C_nH_{2n+1}COO$] К мг/кг	Давление насыщенных паров кПа
0	29,32
10	25,79
20	19,32
30	26,58
40	27,85

Была установлено, что испаряемость уменьшалась до 55% в нефтяных резервуарах.

Зависимость массы испаренной нефти от давления насыщенных паров, представлена на формуле 17.

$$W = S \times A \times (P_s - P_d), \text{ г/час} \quad (17)$$

где W – масса испаренной нефти, г/час

S – коэффициент испарения, г/(мар \times м² \times час)

P_s , - парциальное давление, Па

P_d – давление насыщенных паров, Па.

Подача ПАВ может осуществляться: на устье скважины, на путевых трубопроводах и непосредственно на установке по подготовке нефти (УПН) до сброса подтоварной воды периодическим или постоянным методом через дозировочный насос непосредственно из емкостей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ, ВЫВОДЫ

ПРЕИМУЩЕСТВО ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ

- высокая эффективность при низкой закупочной стоимости
- взрыво- и пожаробезопасность
- сохранение количества и качества нефти
- легкость использования
- снижения загрязнения атмосферы и улучшение экологической обстановки
- соединения нетоксичны и не вредны для здоровья людей
- не требует затрат на реконструкцию существующего оборудования
- ПАВ не влияет на процесс переработки нефти

Данный метод является быстро окупаемым. Эффект от использования технологии для ПАО РОСНЕФТЬ составляет 2,65 миллиарда долларов с 2015 по 2018 гг.

Расчет показал, что нововведения дают значимый экономический эффект, что доказывает актуальность проекта. Также стоит заметить, что с точки зрения экологии, то данный метод позволяет значительно снизить концентрацию ЖУВ в воздухе, также состав для человека. Данный метод также применим не только для нефти, но и для бензина и других углеводородов, а также не имеет никаких отрицательных качеств.

Таблица 6 - экономический эффект при использовании ПАВ

Год	Количество испаряемой нефти, млн. т	Финансовые потери, млрд. долл.	Экономия нефти при использовании ПАВ млн. т	Средняя цена на нефть за год URALS, долл.	Стоимость ПАВ, долл/т	Затраты на ПАВ, долл/год	Экономическая эффективность, млрд. долл.
2015	3,04	1,20	1,5	52,6	300	12200	0,59
2016	3,15	1,04	1,57	43,5		12600	0,51
2017	3,38	1,36	1,69	54,75		13530	0,66
2018	3,45	1,81	1,72	70,4		14000	0,89
Итого	13,02	5,4	6,64			52330	2,65

3.2.2. Расчёт потери нефти при больших дыханиях.

Рассмотрим случай затопления понтона и рассчитаем потери бензина при большом дыхании резервуара.

Масса паров нефти, вытесняемая из резервуара за одно большое дыхание, рассчитывается по формуле 18:

$$G_{б.д} = \left[V_B - V_{\Gamma} * \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_S} \right) \right] * \frac{P_S * M_B}{T * R}, \quad (18)$$

где V_B – объем нефти в резервуаре, м³

V_{Γ} – объем газового пространства в резервуаре, м³

P_1, P_2 – абсолютные давления в газовом пространстве в конечный и начальный момент времени закачки бензина, Па

P_S – давление насыщенных паров нефти при температуре поверхности резервуара 30°C – 37500Па

M_B – молекулярный вес паров нефти, кг/моль

T – температура в газовом пространстве, К

R – универсальная газовая постоянная, Дж/моль*К

$$P_1 = P_A + P_B, \quad (19)$$

где P_A – атмосферное давление, принимаем 100000 Па

P_B – вакуум, при котором срабатывает дыхательный клапан, Па

$$P_1 = 100000 + 250 = 100250 \text{ Па},$$

$$P_1 = P_A + P_B, \quad (20)$$

где P_A – атмосферное давление, принимаем 100000 Па

$P_{И}$ – избыточное давление, при котором срабатывает дыхательный клапан, Па

$$P_2 = 100000 + 2000 = 102000 \text{ Па},$$

$$M_B = 60 + 0.3 * t_{Н.К} + 0.001 * t_{Н.К}^2, \quad (21)$$

где $t_{Н.К}$ – температура начала кипения нефти, °С

$$M_B = 60 + 0.3 * 50 + 0.001 * 50^2 = 77.5 \text{ кг/моль},$$

$$G_{б.д} = \left[10000 - 6000 * \left(\frac{102000 - 100250}{102000 - 37500} \right) \right] * \frac{37500 * 77.5}{295.5 * 8314.3} = 11636 \text{ кг}.$$

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – это группа потребителей, частных или корпоративных, объединённых общими характеристиками и имеющими заинтересованность в приобретении вашего товара или использовании услуг. В свою очередь, сегмент рынка – это часть единого рыночного пространства, очерченная границами, определенными четко выявленными в результате исследования: географическими, социальными, отраслевыми различиями субъектов рынка.

Целевой рынок – нефтедобывающие и нефтетранспортирующие предприятия, такие как ПАО «Транснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Роснефть», ПАО «НК «Лукойл».

Выбираем два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Что касается отраслевого критерия, то сфера пользования ограничена организациями нефтяного сектора.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта на примере объекта в Хабаровском крае						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Ицкович Д.К.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Гончаров Н.В.								65	113
Консульт.		Романюк В.Б.									
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									
					ТПУ зр. 2БМ91						

Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- Технические характеристики разработки;
- Конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{ТПУ}	Б _{Н/а}	К _{ТПУ}	К _{Н/а}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	0	0,25	0
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	0	0,25	0
3. Надежность	0,05	5	0	0,25	0
4. Безопасность	0,05	5	0	0,25	0
5. Энергоэкономичность	0,05	5	0	0,25	0
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,15	3	0	0,45	0
2. Конкурентоспособность продукта	0,5	5	0	2,5	0
3. Финансирование научной разработки	0,05	4	0	0,20	0
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	0	0,20	0
Итого	1	41	0	4,6	0

Б_{ТПУ} – трубопоршневая поверочная установка;

Б_{Н/а} – нет альтернатив данному оборудованию.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \times B_i \quad (22)$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность применения данного технического решения составила 4,6 и является безальтернативным.

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT- анализа (таблица 8).

Таблица 8 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Наличие достаточного финансирования; С2. Повышение эффективности СИКН	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Высокая стоимость оборудования
Возможности: В1. увеличения поверочного диапазона измерительных линий В2. высокий спрос	Экономичность технологии может привлечь больше сотрудников и исполнителей, вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, более свежая информация, которая была использована для разработки технологии может уменьшить конкурентоспособность других разработок.	Безальтернативность оборудования поддерживает стабильный спрос.
Угрозы: У1. Отсутствуют	В силу того, что при использовании данного технического решения в разы увеличивается прибыль, предоставляется возможность дополнительного финансирования на другие цели.	Повышение квалификации обслуживающего персонала.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (таблица 9). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	0	0
	В2	+	+	0	0
	В3	0	0	0	0
	В4	0	0	0	0
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	0	0
	У2	0	0	0	0
	У3	0	0	0	0
	У4	0	0	0	0
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	0	0	0
	В2	+	0	0	0
	В3	0	0	0	0
	В4	0	0	0	0
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	0	0	0
	У2	0	0	0	0
	У3	0	0	0	0
	У4	0	0	0	0

Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Определение и утверждение технического задания к работе	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Анализ нормативно – технической литературы	Студент
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, студент
	4	Календарное планирование	Руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующего оборудования для проверки поточных преобразователей расхода нефти	Студент
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Студент
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, студент
	8	Определение целесообразности	Руководитель, студент
	9	Оформление пояснительной записки	Студент
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент

Расчет сметных затрат на мероприятия по замене трубопоршневой поверочной установки.

Расчет сметных затрат на мероприятия по замене трубопоршневой поверочной установки (ТПУ) «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 113 м³/ч на ТПУ «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 340 м³/ч, для увеличения поверочного диапазона измерительных линий.

Затраты, произведенные на приобретение нового оборудования $Z_{\text{нов}}$, руб. вычисляем по формуле

$$Z_{\text{нов}} = n \times Z_1 \quad (23)$$

где n – количество приобретенных единиц оборудования, $n=1$;

Z_I – цена ТПУ «Syncrotrak» 340 м³/ч, $Z_I= 5000000$ руб.

$$Z_{нов} = 1 \times 5000000 = 5000000 \text{ руб.}$$

Транспортные и складские расходы $Z_{мс}$, руб. вычисляем по формуле

$$Z_{мс} = Z_{нов} \times 0,02$$

$$Z_{мс} = 5000000 \times 0,02 = 100000 \text{ руб.}$$

Затраты на установку ТПУ «Syncrotrak» 340 м³/ч Z_3 , руб. вычисляем по формуле:

$$Z_3 = Z_{нов.} + Z_{дм.} + Z_{ф} + Z_{мс} - Q_{ост.} \quad (24)$$

$$Z_3 = 5000000 + 45120 + 100000 - 0 = 5145120 \text{ руб.}$$

Сметная стоимость установки ТПУ «Syncrotrak» 340 м³/ч представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Сметная стоимость установки ТПУ «Syncrotrak» 340 м³/ч

Приобретение новых агрегатов:	5000000 руб.
Монтаж:	45120руб.
Транспортные и складские расходы:	100000 руб.
Ликвидационная стоимость:	0 руб.
Итого:	5145120 руб.

Таким образом, капитальные затраты на с расчетом на 2021 год составляют

$$C_{кап} = 5145120 \text{ руб.}$$

Численность персонала

Производственный персонал включает в себя следующие категории: рабочие, руководители, специалисты, служащие и младший обслуживающий персонал. В работе произведен расчет численности основного и вспомогательного персонала. Явочная численность основного персонала рассчитывается исходя из расстановки по рабочим местам в соответствии с формулой 15.

$$\text{Ч}_{\text{яв}} = \frac{\text{К}_{\text{р.м.}} \times \text{С}}{\text{Н}_{\text{обсл.}}} \quad (25)$$

где $\text{Ч}_{\text{яв}}$ — явочная численность, чел.

$\text{К}_{\text{р.м.}}$ — количество рабочих мест, шт.

С — число смен

$\text{Н}_{\text{обсл.}}$ — норма обслуживания.

$$\text{Ч}_{\text{яв}} = \frac{1 \times 4}{1} = 4 \text{ чел.}$$

Списочное число рабочих определяется с учетом коэффициента невыходов в соответствии с формулой (16)

$$\text{Ч}_{\text{спис}} = \text{Ч}_{\text{яв}} \times \text{К}_{\text{нев}} \quad (26)$$

где $\text{Ч}_{\text{спис}}$ — списочное число рабочих, чел.

$\text{Ч}_{\text{яв}}$ — явочная численность, чел.

$\text{К}_{\text{нев}}$ — коэффициент невыходов.

Коэффициент невыходов определяется отношением максимально возможного фонда рабочего времени к эффективному фонду рабочего времени одного рабочего за год. В работе максимально возможный и эффективный фонды рабочего времени определены по балансу рабочего времени на 2021 год. Расчет планируемых невыходов на работу рабочих представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Расчет планируемых невыходов на работу рабочих

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2021 год (план)	Примечание
1	количество рабочих дней в год	раб.дни	248	Производственный календарь на 2021 год
2	количество рабочих часов в год	раб.часы	1984	Производственный календарь на 2021 год
3	невыход работников (план):	раб.дни	112	Расчет: строка 3.1*строка 3.2
3.1	ежегодный отпуск	раб.дни	28	Глава 19 статья 115 Трудового Кодекса РФ
3.2	нормативная численность рабочих (явочная)	чел.	4	Расчет нормативной явочной численности рабочих
4	невыход работников (план), в том числе:	раб.часы	896	
4.1	отпуск	раб.часы	896	Из расчета среднечасового рабочего дня, составляющего 7,82 часа
5	Коэффициент невыходов (план)		1,11	Расчет: 1 + (строка 4/строка 3.2/строка 2)

Находим коэффициент невыходов:

$$K_{\text{нев.}} = 1,11$$

С учетом коэффициента невыходов находим списочное число операторов в соответствии с формулой 17.

$$Ч_{\text{спис}} = Ч_{\text{яв}} \times K_{\text{нев}} = 4 \times 1,11 \approx 5 \text{ чел.} \quad (27)$$

Результаты расчетов приведены в соответствии с таблицей 13.

Таблица 13 - Численность основных рабочих

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Слесарь	2	4	150	48	14400
Сварщик	1	6	230	48	11040
Слесарь КИПиА	1	6	230	48	11040
Электрик	1	5	180	48	8640
ИТОГО					45120

$$C_{з.п.} = C_3 \cdot 12 = 45120 \cdot 12 = 541440 \text{ руб.}$$

где $C_3 = 45120$ руб/месяц – повременная заработная плата с учетом надбавок.

1. Отчисления в пенсионный и страховые фонды $C_{с.ф.}$.

Отчисления в фонды идут уже за счет работодателя. Если допустить, что у организации нет права на использование пониженных тарифов, то размер отчислений составит: 22% — отчисления в ПФР, страховая и накопительная части; 2,9% — отчисления в ФСС по временной нетрудоспособности и в связи с материнством; 5,1% — отчисления в ФФОМС (в ТФОМС — 0%).

Также организация перечисляет взносы в ФСС по травматизму. Размер взносов в ФСС на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний регулируются Федеральным законом № 179-ФЗ от 22.12.2005 года. Данным законом введены 32 класса профессионального риска с тарифной сеткой от 0,2% (1 класс) до 8,5% (32 класс). Если допустить, что организации присвоен 1 класс профессионального риска, размер отчислений в ФСС по травматизму составит 0,2%. Всего — 30,2% (22% + 2,9% + 5,1% + 0,2%).

$$C_{с.ф.} = n \cdot C_{з.п.} = 0,302 \times 541440 = 163515 \text{ руб.}$$

Где n – норма отчислений, соответственно, в ПФР, ФССР, ФФОМС и ТФОМС, установленная на 2021 г. от зарплаты работников.

2. Амортизационные отчисления:

Линейная норма амортизационных отчислений из расчёта срока службы установки 8 лет;

Основное средство стоимостью 5000000 рублей допустим приобретается в июле. Срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 10 лет (120 месяцев).

1. Определяем годовую норму амортизации $K = \frac{1}{10} \times 100\% = 10\%$ - годовая норма амортизации - 10

2. Ежемесячная норма амортизации $10\% / 12 = 0,833\%$

3. Годовая сумма амортизации $5000000 \text{ руб.} / 10 \text{ лет} = 500000 \text{ руб.}$

4. Ежемесячная сумма амортизации $5000000 \text{ руб.} \times 0,833\% = 41500 \text{ руб.}$

Итак, амортизацию начисляем с августа в размере 41500 руб./мес.

Затраты на проведение организационно- технического мероприятия представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	5145120
2. Затраты на оплату труда	514512
3. Отчисления на социальные нужды	163515
4. Амортизационные отчисления	500000
Итого основные расходы	6350075
Накладные расходы (40% от основных)	2540030
Всего затраты на мероприятие (Ст)	8890105

Расчет технико-экономических показателей

В результате замены трубопоршневой установки на более производительную происходит увеличение пропускной способности СИКН №66333-16 приблизительно на 135% в период КМХ и на 8,5% в год, с учетом того, что КМХ проводится 2 раза в месяц, согласно графику компаний, при прежних эксплуатационных затратах. Рассчитаем выручку В по формуле 18:

$$B = Ц * N_{\text{год}}, \quad (28)$$

Где Ц – стоимость 1 тонны нефти = 20000 руб.

$N_{\text{год}}$ – отпуск нефти потребителю за год, т.

До модернизации

$$B_1 = 20000 \times 600\,000 = 12\,000\,000\,000 \text{ руб.}$$

После модернизации

$$B_2 = 20000 \times (600\,000 \times 1,085) = 130\,200\,000\,000 \text{ руб.}$$

Производим расчет прибыли (П) для расчета налога на прибыль по следующей формуле 19:

$$П = В - И, \quad (29)$$

где И – затраты (издержки = полной себестоимости).

Произведем расчет прибыли ($П_1$) до модернизации:

$$П_1 = 12\,000\,000\,000 - 8\,890\,105 = 11\,991\,109\,895 \text{ руб.}$$

Для компаний, добывающих нефть, ставка налога на прибыль составляет 20%, тогда $H = 0,20 * П$.

$$H_1 (\text{до модернизации}) = 0,20 * 11\,991\,109\,895 = 2\,398\,221\,979 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль — это остаток средств после уплаты всех налогов, сборов, отчислений и других платежей. За счет чистой доли от прибыли можно увеличивать оборотные средства, формировать различные резервные фонды, а также инвестировать. Прибыль с учетом вычета налогов и всех затрат составит:

$$Пч_1 = \text{выручка} - \text{расходы} - \text{налоги}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$\text{Пч}_1 (\text{до модернизации}) = 12\,000\,000\,000 - 8\,890\,105 - 2\,398\,221\,979 = 9\,592\,887\,916 \text{ руб.}$$

Аналогично рассчитываем прибыль для расчета налога на прибыль и чистую прибыль при годовой производительности 1 590 000 тонн.

V_2 = После модернизации

Произведем расчет прибыли (П_2) после модернизации:

$$\text{П}_2 = 13\,200\,000\,000 - 8\,890\,105 = 13\,191\,109\,895 \text{ руб.}$$

Для компаний, добывающих нефть, ставка налога на прибыль составляет 20%, тогда $H = 0,20 * \text{П}$.

$$\text{Н}_2 (\text{после модернизации}) = 0,20 * 13\,191\,109\,895 = 2\,638\,221\,979 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль (после модернизации) составит:

$$\text{Пч}_2 = \text{выручка} - \text{расходы} - \text{налоги}$$

$$\text{Пч}_2 (\text{после модернизации}) = 13\,191\,109\,895 - 8\,890\,105 - 2\,638\,221\,979 = 10\,543\,997\,811 \text{ руб.}$$

Таким образом, экономическая эффективность производства вследствие проведения модернизации:

$$\Delta \text{П}_{\text{чист.}} = 10\,543\,997\,811 - 9\,592\,887\,916 = 951\,109\,895 \text{ руб.}$$

Расчет срока окупаемости затрат на замену трубопоршневой поверочной установки на более производительную.

Важный показатель, позволяющий оценить эффективность проекта, в который вкладываются денежные средства – период окупаемости. Он показывает срок, в течение которого амортизация и суммы чистой прибыли направляются на возвращение капитала, инвестированного первоначально в дело.

Рассчитать период окупаемости можно по следующей формуле:

$$A = B / C, \quad (30)$$

где A – показатель окупаемости проекта;

B – размер вложенной в проект суммы;

C – чистая годовая прибыль от реализации проекта.

Рассчитаем период окупаемости возврата вложений на замену трубопоршневой поверочной установки: окупаемости капиталовложений.

$$A = 8\,890\,105 / 951\,109\,895 = 0.009 \text{ (год)}.$$

Как видим, с помощью несложным подсчетов мы получаем конкретный срок окупаемости капиталовложений.

Важно учитывать, что формула актуальна при выполнении следующих требований:

- Вложения должны осуществляться однократно;
- Все дела, в которые были вложены средства, должны иметь одинаковый период экономического существования;
- После инвестирования, каждый год инвестор будет получать одинаковые денежные суммы в течение всего периода функционирования проекта.

Данный расчет подтверждает целесообразность проекта по замене трубопоршневой поверочной установки на более производительную и доказывает, что при определенных вложениях может увеличиться пропускная способность узла учета нефти ориентировочно на 8,5% в год или в 1,085 раз, тем самым, из-за увеличения прокачки суточного объема нефти будет увеличена чистая прибыль.

Таким образом, можно сделать вывод, что проект по переоборудованию СИКН №66333-16 является более чем рентабельным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Социальная ответственность

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

СИКН входят в состав опасных производственных объектов и подлежат обязательной регистрации в государственном реестре в соответствии с Федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Предприятие владелец СИКН при эксплуатации обязано:

- соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;
- допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- иметь нормативные технические документы и инструкции,

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ицкович Д.К.			Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.		Сечин А.И.					Листов
Консульт.		Романюк В.Б.					79
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					113
						ТПУ гр. 2БМ91	

- обеспечивать наличие и функционирование оборудования, приборов и систем контроля входящих в состав СИКН в соответствии с установленными требованиями;
- приостанавливать эксплуатацию СИКН в случае аварии или инцидента, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;
- принимать участие в анализе причин возникновения инцидента на СИКН, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на СИКН;
- вести учет аварий и инцидентов на СИКН.

Производственная безопасность

К эксплуатации СИКН допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию товарного оператора не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по ОТ, ПБ.

Операторы, эксплуатирующие СИКН, должны знать технологическую схему, назначение всех задвижек и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения.

Все работники, занятые ремонтом, обслуживанием и эксплуатацией СИКН должны пройти обучение по устройству и правилам эксплуатации оборудования СИКН.

После прохождения обучения все работники сдают установленный техминимум. Ведомость сдачи находится у начальника ПСП.

Условиями безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН является знание и соблюдение персоналом требований «Правил безопасности для нефтегазоперерабатывающих производств».

Вторичная аппаратура, щиты управления являются действующими установками до 1000 В.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Необходимо своевременно согласно графику производить производственный контроль за герметичностью фланцевых соединений, оборудования и запорно-регулирующей арматуры, установленной в СИКН.

Все переключения следует выполнять плавно, без применения рычагов во избежание гидроудара. Все запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах, должны иметь указатель состояния (Открыто и Закрыто);

На территории СИКН при обслуживании и эксплуатации необходимо осуществлять контроль воздушной среды в соответствии с графиком замеров содержания углеводородов в воздухе. Для непрерывного контроля воздушной среды имеются датчики ГСМ.

Должен быть установлен постоянный контроль за исправностью лестниц, ограждающих конструкций. Запрещается загромождать лестницу посторонними предметами и снятыми деталями оборудования.

Обслуживающий персонал должен иметь специальную одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

При ручном отборе проб и замере уровня нефти, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять боком к ветру). При работе с открытыми люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находиться с подветренной стороны персонал должен пользоваться противогазом. Запрещается без противогаза заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами.

Корпуса насосов, должны быть заземлены независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с насосами.

В насосных установках на трубопроводах должно быть указано направление движения потоков рабочей среды.

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В случае разлива нефти необходимо немедленно выполнить все необходимые мероприятия для локализации не герметичного участка, а разлитую нефть откачать в безнапорные дренажные емкости сбора утечек. Далее необходимо произвести контроль воздушной среды и при необходимости включить вентиляцию, все последующие работы можно продолжать только после устранения загазованности. Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место.

Во время эксплуатации насосов необходимо контролировать параметры электрической сети, проверять нагрев подшипников, не допуская их нагрева выше допустимого. Повышенный шум и вибрация, появление течей характеризуют ненормальную работу насоса. В этом случае необходимо остановить насос, удалить перекачиваемую жидкость и устранить неисправность. ^[25]

Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКН

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на рабочем месте в производственных помещениях и на открытых рабочих площадках определяются температурой воздуха, относительной влажностью, барометрическим давлением и интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей. Параметры, определяющие метеорологические условия, оказывают влияние на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье. Увеличение скорости движения воздуха уменьшает неблагоприятное действие повышенной температуры и увеличивает действие пониженной температуры, повышение влажности воздуха усугубляет действие как повышенной, так и пониженной температуры. При высокой температуре воздуха (30 °С и выше) происходит перегревание организма и тепловой удар. При пониженных температурах возникают обморожения, радикулиты и так далее.

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года.

Выдача СИЗ производится в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке

Недостаточное или слишком интенсивное освещение рабочей зоны

Неправильно спроектированное производственное освещение способствует понижению производительности труда, оказывает отрицательное воздействие на человеческий организм, понижает безопасность труда, повышает утомляемость и риск травматизма на производстве. Неправильно выбранное освещение – это как недостаточное освещение опасных зон, так и слишком интенсивное свечение ламп и блики от них, резкие тени. Неправильная эксплуатация осветительных приборов и установок, а также ошибки при проектировании и установке могут привести к искрообразованию, а в следствие к воспламенению или даже взрыву.

Рабочие места, объекты, проезды к ним в темное время суток освещаются. Наружное охранное освещение обеспечивает освещенность на уровне земли 0,5 люкс и более. Для местного освещения при ремонтах и осмотрах во взрывопожароопасных зонах применяются переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не выше 12 В.

Для освещения подъездных дорог установлены прожекторные мачты с прожекторами. Светотехнический расчет выполнен по удельным нормам освещенности полезной площади и в соответствии со СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». [7]

Повышенный уровень шума

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности СИКН. Такие как: звук работающих насосов, звук вентиляционной системы, работа приводной арматуры. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Нормативный эквивалентный уровень звука установлен равным 80дБА в соответствии с нормативными документами СанПиН 2.2.4.3359-16, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80: ^[17]

- использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение.
- применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума реактивные, абсорбционные, комбинированные. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

Средства личной защиты от сильных шумов применяются трех основных видов: антифоны, противошумные наушники и встроенные в другие средства индивидуальной защиты противошумные устройства. ^[26]

Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе в помещении насосной внешней перекачки нефти и СИКН, из-за вращения ротора насосных агрегатов и электродвигателей; а также вибрация при регулировании расхода при проведении операций по приёму-сдаче нефти.

К примеру, вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0/28 мм.

Предельно допустимые значения по вибрационному фону, регламентируются ГОСТ 12.1.012-90. Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, поглощающих колебательную энергию и т. п. В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки. ^[23]

Повышенная загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H_2S – $0,1 \text{ м}^2/\text{м}^3$ по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 – 88. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Для защиты органов дыхания и глаз от вредного воздействия ядовитых паров и газов участвующим в ликвидации аварии необходимо применять фильтрующие или шланговые противогазы, или воздушные дыхательные аппараты. Защитные средства выбирают в зависимости от состава и концентрации вредных веществ, направления ветра и т.п.

Большинство указанных выше вредных производственных факторов отсутствуют при эксплуатации данного УК.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Возможно проявление таких факторов, как повышенный шум, вибрация и неправильное освещение.

Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению

СИКН относится к категории взрывопожароопасных производств.

При нарушении правил техники безопасности, правил эксплуатации оборудования, норм технологического режима могут возникать ситуации, приводящие к авариям и травмам.

Опасность механических повреждений

При эксплуатации оборудования, проведении работ по ремонту и техническому обслуживанию, опасность для персонала представляет движение механизмов и узлов оборудования. Для предотвращения травматизма необходимо проводить инструктажи по ТБ. Определить маршруты безопасного прохода персонала к рабочим местам, с указанием их, используя соответствующие информационных таблички. Механизмы, выполняющие движущие либо вращающие функции должны быть обеспечены защитными кожухами, если невозможна установка их, выполняется ограждение опасного механизма.

При проведении работ по наряду-допуску, на весь период работ, в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в монтажных работах. Весь персонал, задействованный на работах, должен находиться в спецодежде.

Электробезопасность

При эксплуатации ОПО возникает необходимость использования электрической энергии для обеспечения бесперебойной работы устройств, аппаратов и машин. ^[19]

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека. [28]

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

При работе с электрооборудованием обслуживающий персонал должен иметь при себе изолирующую подставку, резиновый коврик (дорожку), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты. [20]

Возможность накапливания зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации.

Нефть является диэлектриком, сохраняет электрические заряды в течение длительного времени

Согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 Амин.

Для защиты от накопления и опасного проявления статического электричества в виде разряда предусматривается отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования. [31]

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обеспечения непрерывного отвода зарядов статического электричества с тела человека и аппаратов в блочно-комплектных зданиях полы выполнены электропроводными.

Запрещается налив нефти свободнопадающей струей, а также превышать допустимую скорость наполнения емкостей и скорость движения нефти по трубопроводу.

Пожарная безопасность

Главная задача при борьбе с пожарами - локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего продукта. На площадке пункта сдачи нефти и сооружениях вспомогательного комплекса задействованы следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое. Основными причинами пожара являются:

- несоблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- неисправность электрической проводки, электроаппаратуры,
- электроустановок. последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожаровзрывоопасных сред;
- проведение электро- и газосварочных работ, электро- и газорезки металла, других технологических процессов, связанных с применением открытого пламени или искрообразованием;
- захламленность рабочей зоны;
- размещение излишков взрыво- и пожароопасных веществ в рабочей зоне.

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах и в производственных помещениях.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: полотна грубо шерстяные, ручные огнетушители, асбестовые, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры), песок.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При эксплуатации УК «СИКН ТПУ» воздействие опасных производственных факторов сведено к нулю путем применения пожаровзрывобезопасной рабочей жидкости вместо нефти, а также введением повышенных требований безопасности при осуществлении учебного процесса.

Средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства

В целях снижения опасности и вредности производства при эксплуатации СИКН предусматривается следующее:

- применяемое оборудование и трубопроводы системы обеспечивают герметичность технологических процессов;
- оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта;
- приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на технологическом оборудовании, соответствуют по степени взрывозащиты требованиям ГОСТ 12.2.020-76, предъявляемым к объектам, размещаемым в взрывоопасной зоне;
- защита от статического электричества по ГОСТ 12.1.030-81 и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов; ^[32]
- предусмотрена герметизация процесса учета нефти и поверки средств измерения, закрытая дренажная система, исключаящая разлив агрессивной рабочей среды и выделение газа в атмосферу.
- экологическая чистота СИКН обеспечивается отсутствием неконтролируемых утечек.
- ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; ^[18]

Экологическая безопасность

Анализ влияния работы СИКН на окружающую среду

При эксплуатации СИКН образуются следующие виды опасных отходов:

- Нефтешлам очистки трубопроводов и подземных емкостей, используемых для хранения учтенной и неучтенной нефти;
- Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате утечек нефти, при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов;
- Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%), образуется при ремонтных работах, обслуживании нефтепромыслового и технологического оборудования;
- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (иск. крупногабаритный) образуется в результате деятельности персонала.

По мере накопления вывозятся на специализированный полигон:

- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН.
- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки.

Воздействие на атмосферу

Для СИКН установлены перечень и количество вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух согласно Разрешению Управления Росприроднадзора

Основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу являются организованные выбросы:

- дыхательные клапана на резервуарах
- дыхательные клапана на дренажных и приемной ёмкостях;
- узел учёта нефти (вентиляционная система). Неорганизованные выбросы:

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Воздействие на гидросферу

В процессе эксплуатации СИКН, особого влияния на водные ресурсы земли не происходит. Образование и утилизации отходов производственно-дождевых стоков осуществляется только в специально предназначенные для этого места (емкости) с дальнейшим их вывозом на водоочистные сооружения. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов.

Воздействие на литосферу

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на объектах подготовки и перекачки нефти является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду.

При разливе нефти необходимо принять меры по установке предупреждающих знаков на подходе к аварийному участку, по ограждению места разлива нефти красными флажками, а в темное время – световыми сигналами.

В случае разлива нефти на почву необходимо немедленно выполнить все необходимые мероприятия для локализации разлива, а разлитую нефть откачать в безнапорные дренажные емкости сбора утечек. Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Плата за загрязнение окружающей природной среды взимается в соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года или законодательными актами субъектов Федерации, входящих в состав Российской Федерации.

Внесение платы за загрязнение окружающей природной среды не освобождает природопользователей от выполнения мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, а также от возмещения в полном объеме вреда, причиненного окружающей природной среде, здоровью и имуществу граждан, народному хозяйству, в соответствии с действующим законодательством.

При эксплуатации УК «СИКН ТПУ» пагубное воздействие на окружающую среду исключено путем применения пожаровзрывобезопасной рабочей жидкости вместо нефти, а также введением повышенных требований безопасности при осуществлении учебного процесса.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация ГОСТ Р 22.0.02 – 94. [29]

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Так в *общем случае при эксплуатации коммерческого узла учета нефти (СИКН)*, возникновение ЧС возможны в результате разгерметизации оборудования с последующим выходом и или возгоранием нефти является наиболее типичным сценарием.

В случае возгорания и взрывов при эксплуатации СИКН необходимо остановить учетные операции, проконтролировать срабатывание защит систем автоматики, в закрытии секущих задвижек, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно ПЛАС.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В ходе магистерской диссертации был изучен ряд нормативно-технических документов в области эксплуатации и обслуживания действующего приемо-сдаточного пункта ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Произведен анализ энерго- и ресурсоэффективности технологических процессов и выявлена существующая проблема не эффективной эксплуатации массовых преобразователей расхода Micromotion CMF300.

Разработаны организационные и технические мероприятия, направленные на повышение эффективности эксплуатации СИКН №66333-16 ПСП ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», по средствам замены трубопоршневой поверочной установки на более производительную.

Произведен расчет расхода нефти через пробозаборное устройство с соблюдением условия изокинетичности скоростей согласно ГОСТ 2517-2012.

Разработаны учебно-методические материалы (лабораторные работы) для учебно-лабораторного стенда СИКН ТПУ.

Рассмотрены технические и технологические стороны процесса перекачки нефти из магистрального нефтепровода через СИКН №66333-16 в емкости НПЗ ООО «РН-Комсомольский НПЗ».

Обоснованы применяемые методы учета нефти на СИКН №66333-16.

Экономическая эффективность/значимость работы: заключается в замене трубопоршневой поверочной установки на более производительную, объем прокачиваемой нефти увеличивается более чем 2,5 раза при неизменных эксплуатационных затратах, что позволяет значительно сократить время выполнения суточного плана.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ицкович Д.К.			Заключение	Лит.	Лист
Руковод.		Гончаров Н.В.					Листов
Консульт.							94
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					113
						ТПУ гр. 2БМ91	

В ходе Выпускной квалификационной работы магистра были получены результаты, которые используются в рамках проекта разработки учебно-методических материалов и внедрения учебно-лабораторного стенда СИКН в блочном модульном исполнении в образовательный процесс подготовки специалистов «Надежность газопроводов и хранилищ» направления 21.04.01

«Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газопроводов и хранилищ», магистров направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Все вышеизложенное дает право утверждать, что предложенные мероприятия по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта ООО «РН- Сахалинморнефтегаз», являются наиболее оптимальными к применению и экономически выгодны.

					Заключение	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемых источников

1. ГОСТ Р 8.595–2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
2. МИ 3532–2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти – Казань, 2015 – 65 с.
3. МИ2837–2003. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. – М.: Госстандарт России, 2003. – 41 с.
4. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2002. – 10 с.
5. МИ 2775–2002. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе. – М.: Стандартиформ, 2002. – 18 с.
6. МИ 3081–2007 ГСО. Система измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. – М.: Стандартиформ, 2007. – 60 с.
7. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95* М.: – Минрегион, 2010 – 75 с
8. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
9. ГОСТ Р 8.563–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений. – М.: Госстандарт России, 2009. – 13 с.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ицкович Д.К.			Список используемых источников		Лит.	Лист
Руковод.		Гончаров Н.В.						Листов
Консульт.								96
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						113
					ТПУ гр. 2БМ91			

10. МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.:

11. Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» ФГУП ВНИИР, 2003. – 31 с.

12. МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.:

13. Р 50.2.040–2004. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. – М.: Госстандарт России, 2004. – 66 с.

14. РМГ 86-2009 ГСО. Масса нефти. Методика выполнения измерений в вертикальных резервуарах в системе магистрального нефтепроводного транспорта. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2009. – 24 с.

15. Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН №66333-16 и резервной схемы учета ООО «РН-СМНГ».

16. РМГ 100–2010 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Введены в действие приказом Росстандарта от 21.12.2010 № 829- ст.

17. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Санитарные нормы "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 36);

18. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

					Список используемых источников	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства";
20. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Свод правил. - М.: Проспект, 2016. – 114 с.
21. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность, защитное заземление, зануление;
22. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка (с Изменениями N 1, 2);
23. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования;
24. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация;
25. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1);
26. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы;
27. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»;
28. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
29. ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
30. РД 39-22-113-78 Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности.
31. ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования.
32. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

					Список используемых источников	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

Chapter A

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Ицкович Денис Константинович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Николай Вячеславович	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Сумцова Ольга Витальевна	к.ф.н.		

					<p>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае</p>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ицкович Д.К.			<p>Приложение А</p>			
Руковод.		Гончаров Н.В.						
Консульт.		Сумцова О.В.						
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						Лит.	Лист	Листов
							99	113
						<p>ТПУ гр. 2БМ91</p>		

Introduction

Today, a topical issue is the policy of the rational use of natural resources, as well as their accounting at all stages: extraction, transportation, processing and sale. This is required by the Federal Law "On Technical Regulation" dated December 27, 2002 № 184-FZ. In addition, the final profit of oil transportation and oil refining enterprises is determined by the accuracy and quality of commodity-commercial operations. Therefore, an important condition is to increase the measurement results with a known error or with an error that does not exceed the permissible limits.

The object of this study is SIKN №66333-16 with flow of oil through 263t/h. In the course of the work, the basic regulatory requirements for the maintenance and the efficient operation of SIKN №66333, methods and technologies for increasing the operational properties of the SIKN №66333-16 were studied.

The aim of the final qualification work is to select technical solutions to improve the operational efficiency of the SIKN №66333-16 LLC «RN-SMNG».

					Приложение А	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Systems for oil quantity and quality metering specifications



Fig. A.1 – SIKN №66333-16

SIKN №66333-16 sits on the territory of the oil refinery LLC «RN-Komsomolsky-NPZ», located in the Khabarovsk kray, Komsomolsk-on-Amur. The facility was placed in commission in MSW in February 2017.

The climate of the region is sharply continental, with long cold winters and short warm summers. The winter period lasts from November to April, in winter the temperature drops to -40°C . The snow cover is quite thick and, in some places, reaches 1,5 m, and the soil freezes up to 1.2m. The hottest summer months is July, when the air warms up to $+30-35^{\circ}\text{C}$.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2. Purpose and composition of SIKN

2.1 Purpose SIKN

SIKN is designed for automated commercial accounting of commercial oil, with an error not exceeding the limits established by GOST R 8.595-2004, when carrying out accounting and settlement operations between the supplier enterprise that delivers oil - LLC RN-Sakhalinmorneftegaz, hereinafter - "handing over party " and an enterprise that receives and refines oil - LLC RN-Komsomolsk Oil Refinery, hereinafter -" receiving party ".

Technical specifications:

- The working environment for the SIKN should be oil.
- Number of working meter run – 2;
- Number of control and reserve meter run– 1;

Working conditions for SIKN:

- Flow of oil through the SIKN, t/h: minimum 60, maximum 263;
- Overpressure, MPa: minimum 0,02 maximum 0,8;
- Operating mode SIKN: continuous;
- Stop valve control mode (BIL): manual;
- Stop valve control mode (BPU): automatic;
- Method for control metrological characteristics of a working flow converter: by backup control flow converter and pipe-piston unit;
- Verification method of a flow converter tationary pipe-piston unit;
- Method for control metrological characteristics the flow converter on a backup control flow converter: stationary pipe-piston unit.

According to the measurement method, the SIKN are divided into the:

- automated measurement of gross mass of oil by means of mass flow measurement;
- automated calculation of net oil mass;
- verification of mass flow converters of working lines and a backup control line via a stationary TPU with manual control of shut-off valves and automatic data transfer to the SOI without disrupting the oil metering function;
- control of metrological characteristics of mass PR of working lines via a reserve control line and a stationary TPU with manual control of shut-off valves and automatic data transfer to the SOI without disrupting the oil metering function;
- automated measurement of:
 - oil overpressure by pressure transducers and oil temperature transducers;
 - automated measurement of the volume fraction of oil water by flow means of measuring the volume fraction of water in oi;
 - Density
- manual regulation of the flow rate in the measuring line;
- manual control of measuring lines (opening, closing);
- automated flow control through the control room;
- automatic control of oil flow through the BIK;
- automatic selection of the combined sample into replaceable containers (in proportion to the volume of pumping or periodically, in time), manual selection of a spot sample in accordance with GOST 2517;
- local and remote control of pressure drop across filters;
- discharge of oil from equipment and process pipelines into drainage pipelines. Subsequent filling of process pipelines without air residues;
- automated control of valve leaks.

The limits of a permissible relative error of gross oil mass measurements by the direct method of dynamic measurements should be $\pm 0,25$ %.

The limits of a permissible relative error of gross oil Control and reserve flowmeter mass measurements by the direct method of dynamic measurements should be $\pm 0,20$ %.

The limits of permissible relative error in measuring the net oil mass by the direct method of dynamic measurements should be $\pm 0,35$ %.

The calculation of the mass of oil at the SIKN of LLC «RN-SMNG» is carried out in accordance with the certified MVI № 29-41/09 FR.1.29.2010.06932.

					Приложение А	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2. The structure of the systems for oil quantity and quality metering



Fig. A.2 - Block of verification;

The structure of the SIKN is:

- technological complex;
- block of filters;
- block of metering lines;
- block for quality parameters metering;
- block of verification;
- flushing system;
- block of the calibration unit;
- system of collection, processing of information and management;
- power control cabinet;
- a set of spare parts, tools and accessories (spare parts).

Manual shutoff ball valves are used as shut-off and control valves in SIKN. Construction SIKN is equipped with a closed drainage system with the possibility of washing and steaming. Ball valves are used as drainage stop valves.

Verification or control of the metrological characteristics of the flow densitometer, mass flow transducer, installation of a pipe pison and a measuring tank shall be reported to the RNU LLC «Komsomolsk-NPZ» and the service organization LLC «TatAvtomatizatsiya» not less than one day in advance.

Verification and control of the metrological characteristics of the above measuring instruments is carried out at the site of operation by the service organization LLC «TatAvtomatization», in the presence of representatives of LLC «Komsomolsk-NPZ and LLC «Sakhalinmorneftegaz».

					Приложение А	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Conclusion

This part is focused on the SIKN under study, its characteristics and structure. The SIKN is a system for measuring the mass of oil and quality parameters metering oil, such as the volume fraction of water in oil. The SIKN is covered by the State Standard GOST 34396-2018. The system under study consists of a technological complex including BIL and BIC, also and SOI including a measuring and computing complex and operator workstation. This system must be approved as measuring instruments.

					Приложение А	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение Б.1

Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти

СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти при:

- отказе всех измерительных линий по причине выхода из строя массовых ПР;
- отказе ИВК «МикроТЭК» (Обоих контроллеров основного и резервного);
- падении давления на входе СИКН ниже допустимого и невозможности восстановления давления до нормируемого значения;
- реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, требующих остановки СИКН, - по взаимному согласию сдающей и принимающей сторон;
- наличия утечек нефти через задвижки (или отказ), установленных на байпасном трубопроводе СИКН;
- отключении электроэнергии свыше 120 минут;
- аварийных ситуаций, при которых эксплуатация СИКН невозможна.

После остановки СИКН составляется двусторонний АКТ отключения в трех экземплярах.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Хабаровском крае		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ицкович Д.К.			Приложение Б		
Руковод.		Гончаров Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						108	113
					ТПУ гр. 2БМ91		

Приложение Б.2

Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение СИКН

Техническое обслуживание

Техническое обслуживание проводится в соответствии с МИ 2775 и МИ 3081, и включает в себя комплекс операций по поддержанию в надлежащем порядке средств измерений, технологического оборудования СИКН, ТПУ.

Сроки контроля метрологических характеристик средств измерений

Контроль метрологических характеристик СИ проводится в соответствии с МИ 3532 по графику КМХ, утвержденному принимающей стороной и согласованному сдающей. Протоколы проверки КМХ нумеруются, регистрируются в журнале регистрации контроля метрологических характеристик средств измерений СИКН и подшиваются в папке протоколов КМХ. ^[3]

					Приложение Б	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение Б.3

Требования к квалификации обслуживающего персонала СИКН

К эксплуатации СИКН допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, имеющие квалификацию оператора товарного не ниже 4 разряда, прошедшие обучение по данной профессии, инструктаж по безопасному ведению работ, стажировку на рабочем месте, имеющие допуск к самостоятельной работе и первую группу допуска по электробезопасности.

Операторы товарные, эксплуатирующие СИКН должны знать технологическую схему СИКН, назначение всех задвижек и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения.

Операторы товарные, эксплуатирующие СИКН, должны хорошо знать конструкцию, принцип работы, назначение, правила эксплуатации оборудования СИКН ООО «РН-СМНГ», инструкцию по эксплуатации, МВИ на СИКН и План ликвидации возможных аварий на ПСП.

К работе в испытательную лабораторию допускаются лица, достигшие 18 - летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, имеющие квалификацию лаборанта химического анализа не ниже 4 разряда, прошедшие обучение по данной профессии, инструктаж по безопасному ведению работ, стажировку на рабочем месте, имеющие допуск к самостоятельной работе и первую группу допуска по электробезопасности.

Лаборанты химического анализа должны знать государственные стандарты и другие нормативные документы на выполнение химических анализов при проведении товарно-коммерческих операций, а также нормативные документы на выполнение других химических анализов, производимых в испытательной лаборатории.

					Приложение Б	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение Б.4

Документы, обязательные к наличию на СИКН

Перечень документов обязательных при эксплуатации СИКН

приведен в таблице Б.4.1..

Таблица Б.4.1 - Перечень документов обязательных при эксплуатации СИКН

№	Наименование документа
1	Акт (копия акта) ввода СИКН в промышленную эксплуатацию.
2	Копия экспертного заключения на проект СИКН.
3	Копии материалов испытаний СИКН с целью утверждения типа и методики поверки СИКН в целом.
4	Копия свидетельства (сертификата) об утверждении типа СИКН с описанием типа.
5	Утвержденная МИ массы нефти СИКН и свидетельство об аттестации МИ.
6	Формуляр на СИКН, ПУ, формуляры или паспорта на СИ, входящие в состав СИКН.
7	Паспорт на пробозаборное устройство.
8	Протоколы поверки СИ, входящих в состав СИКН, если оформление протокола предусмотрено методикой поверки СИ.
9	Свидетельства о поверке СИ, входящих в состав СИКН.
10	Выписка из графиков (или копии графиков) поверок СИ, входящих в состав СИКН.
11	Протоколы контроля метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН (для ПР и поточных плотномеров обязательны).
12	Графики контроля метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.
13	Графики проведения Т0-1, Т0-2, Т0-3.
14	График чистки фильтров.
15	График ревизии пробозаборного устройства.
16	Инструкция по эксплуатации СИКН.
17	Журнал технического обслуживания.
18	Журнал регистрации показаний СИ СИКН.
19	Журнал регистрации установки (снятия) контрольных пломб обслуживающей организации (наименование) и пломб поверителя на оборудовании и СИ.

На рисунке В.1 представлена технологическая схема СИКН.



Приложение Г Структурная схема СОИ СИКН Блок – бокс операторной СИКН

На рисунке Г.1 представлен блок – бокс операторной СИКН.

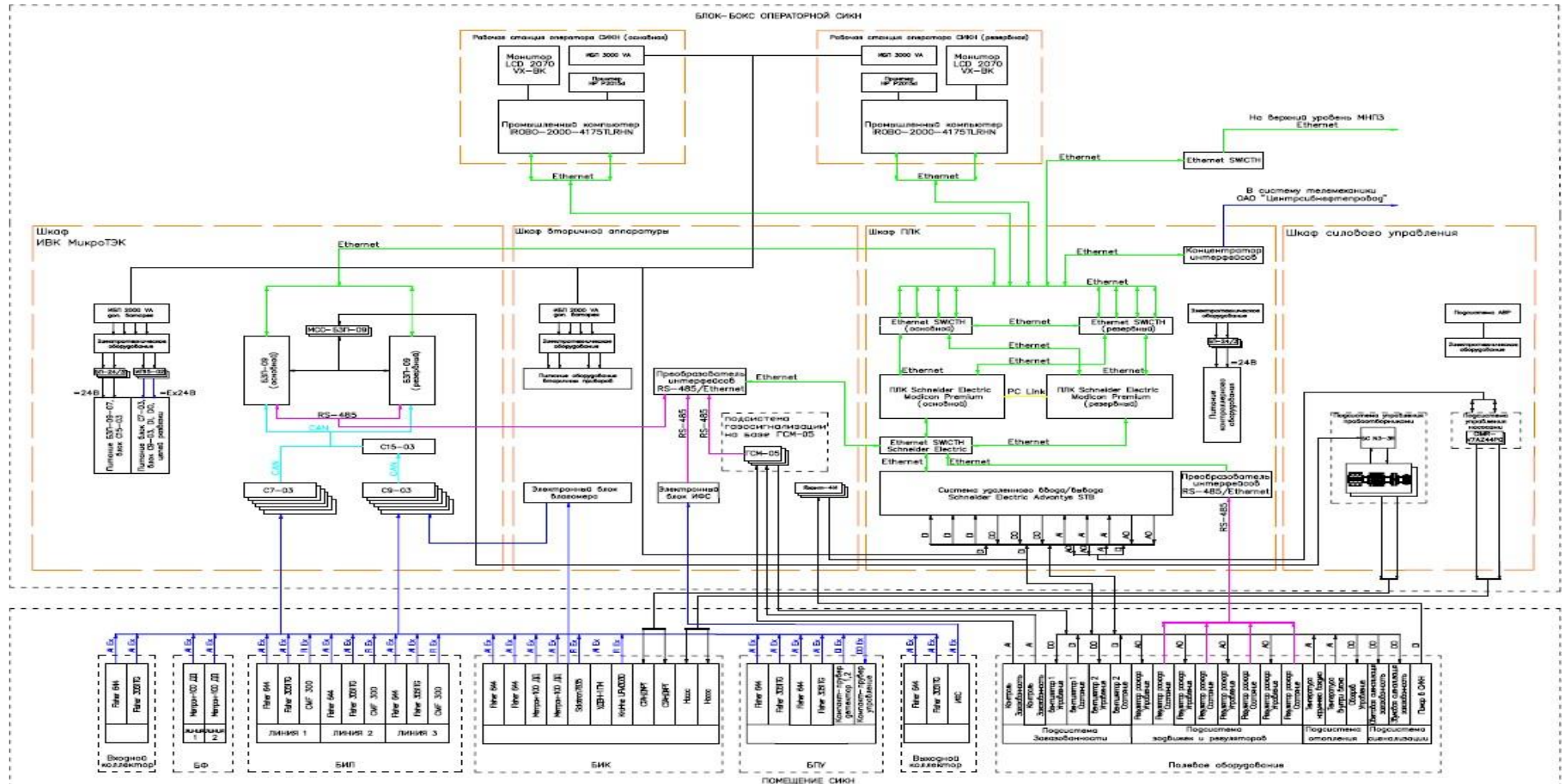


Рисунок Г.1 - блок – бокс операторной СИКН